



MAURICIO DESTER

**Propostas para a construção da matriz de
energia elétrica brasileira com foco na
sustentabilidade do processo de expansão da
oferta e segurança no suprimento da carga**

114/2012

CAMPINAS
2012



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

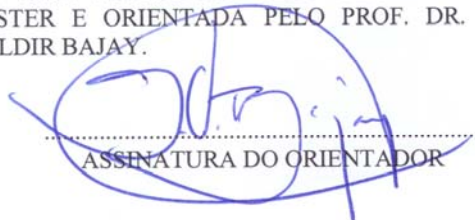
MAURICIO DESTER

**Propostas para a construção da matriz de
energia elétrica brasileira com foco na
sustentabilidade do processo de expansão da
oferta e segurança no suprimento da carga**

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
Co-orientador: Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO MAURICIO
DESTER E ORIENTADA PELO PROF. DR. SÉRGIO
VALDIR BAJAY.


ASSINATURA DO ORIENTADOR

CAMPINAS, 2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

D47p Dester, Mauricio
Propostas para a construção da matriz de energia elétrica brasileira com foco na sustentabilidade do processo de expansão da oferta e segurança no suprimento da carga / Mauricio Dester. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Sérgio Valdir Bajay
Coorientador: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade.
Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Sistemas de energia elétrica - Planejamento. 2. Política energética. 3. Energia elétrica - Produção. 4. Fontes renováveis. 5. Energia - Fontes alternativas. I. Bajay, Sérgio Valdir, 1950-. II. Andrade, Moacyr Trindade de Oliveira, 1952-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Título em Inglês: Proposals for the construction of the Brazilian electric power matrix with focus on the sustainability of the expansion process and the security of supply

Palavras-chave em Inglês: Electric power systems - Planning, Energy policy, Electricity - Production, Renewable sources, Energy - Alternative sources

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Carla Kazue Nakao Cavaliero, Paulo Sergio Franco
Barbosa, Lineu Belico dos Reis, Carlos Márcio Vieira Tahan

Data da defesa: 18-09-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

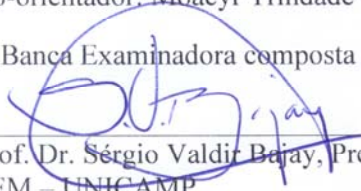
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

TESE DE DOUTORADO


**Propostas para a construção da matriz de
energia elétrica brasileira com foco na
sustentabilidade do processo de expansão da
oferta e segurança no suprimento da carga**

Autor: Mauricio Dester
Orientador: Sérgio Valdir Bajay
Co-orientador: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:




Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente
FEM – UNICAMP



Prof. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliere
FEM – UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa
FEC - UNICAMP



Prof. Dr. Lineu Belico dos Reis
EPUSP - USP

Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan
EPUSP – USP

Campinas, 18 de setembro de 2012

Dedicatória

Dedico esta tese a minha mãe Helena Pereira Dester e a meu pai Lindolpho Dester (*in memoriam*) que conduziram minha formação pessoal e exerceram, desta forma, um papel fundamental na construção dos sustentáculos sobre os quais pude erigir minha vida.

Dedico também à minha esposa Ivana Aparecida Santini Dester e ao meu filho Plínio Santini Dester como forma de reconhecimento à colaboração e apoio que me prestaram, além da paciência nas muitas horas que me ausentei do convívio familiar para desenvolver este trabalho.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador Professor Doutor Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, por intermédio do qual iniciei o programa de Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos, pelas valiosas contribuições no transcorrer do trabalho, norteando, corrigindo e propondo melhorias no seu conteúdo.

Agradeço também à orientação do Professor Doutor Sérgio Valdir Bajay pelo apoio e cooperação na consecução desta tese, pela análise e sugestões de melhorias, assim como no direcionamento de questões de relevância inquestionável para a finalização do trabalho.

Também direciono agradecimento à Professora Doutora Carla Kazue Nakao Cavaliero e ao Professor Doutor Paulo Sergio Franco Barbosa que, integrando a banca do exame de qualificação, emitiram críticas pertinentes, por intermédio das quais pude aprimorar o resultado final deste trabalho.

Agradecimento especial dedico ao gerente do órgão onde trabalho na Eletrobras Furnas, Agenor José Henriques Giannini pelo apoio no que se refere a viabilizar minha participação nas disciplinas de pós-graduação, indispensáveis à fundamentação teórica do trabalho.

O processo de pesquisa e desenvolvimento desta tese demandou muito tempo, trabalho e esforço. No transcorrer deste tempo muitas contribuições foram incorporadas ao trabalho, contribuições estas oriundas de pessoas de meu círculo de amigos, colegas de trabalho e de cursos e professores do corpo docente da Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos. Assim sendo, deixo aqui meus agradecimentos a todas estas pessoas.

Duvidar de tudo ou crer em tudo. São duas soluções igualmente cômodas, que nos dispensam ambas de refletir.

Henri Poincaré

Resumo

DESTER, Mauricio, Propostas para a construção da matriz de energia elétrica brasileira com foco na sustentabilidade do processo de expansão da oferta e segurança no suprimento da carga, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012, 261 pág., Tese (Doutorado).

A eletricidade é bem de consumo e também insumo posicionado dentre aqueles considerados essenciais para a sociedade moderna. Neste contexto, o planejamento e a construção de uma matriz de energia elétrica é questão de importância capital não somente para o setor elétrico, como também para o desenvolvimento do Brasil. A constituição desta matriz deve ser pautada, sobretudo, pelo aspecto sustentabilidade. Neste sentido, sua concepção deve, imprescindivelmente, contemplar todas as perspectivas que permeiam o processo estratégico que a origina, a saber: técnica, econômica e sócio-ambiental. Somente balizado por estas óticas é possível proporcionar a expansão da oferta de energia elétrica de forma sustentável e com segurança no que concerne ao atendimento pleno da demanda, um requisito indispensável para que este serviço possa ser um sólido sustentáculo de um processo maior: o desenvolvimento socioeconômico da sociedade brasileira. A participação das fontes renováveis na matriz de energia elétrica é fator desejável e colabora, de forma meritória no que diz respeito aos impactos ambientais decorrentes da produção de eletricidade. Todavia, há algumas questões de ordem econômica e principalmente técnica as quais devem ser tratadas e lapidadas de forma a eliminar as lacunas existentes, permitindo que se possa estabelecer planos de expansão da oferta de eletricidade sustentáveis sob todos os pontos de vista. O objetivo principal deste trabalho é proporcionar e aprofundar o debate sobre estas questões e apresentar uma solução que propicie a integração das fontes renováveis na matriz de energia elétrica brasileira mantendo a confiabilidade no atendimento da carga. Outrossim, não somente os aspectos técnico e econômico foram contemplados na análise, mas, também o socioambiental, possibilitando assim oferecer subsídios para a evolução da oferta com orientação para a sustentabilidade. Para elaboração da proposta foi realizado um estudo abrangente sobre as principais fontes primárias a partir das quais é possível produzir eletricidade, além de uma revisão de todo o extenso e

complexo caminho pelo qual passou o setor de planejamento da expansão desde seus primórdios até o modelo atual. São também apresentados vários pontos de vista sobre as dificuldades encontradas pelo planejador, desde os empecilhos de ordem regulatória, passando por aqueles oriundos de uma falta de coordenação dentre os setores do governo envolvidos no problema, até as questões de ordem ambiental. Por fim, no decorrer do trabalho e particularmente ao concluí-lo, propõe-se um conjunto de medidas estratégicas por intermédio das quais se pode construir uma matriz de energia elétrica segura e sustentável e lograr êxito, sob as perspectivas técnica, econômica e socioambiental, ao se realizar o planejamento da expansão da oferta, seja no horizonte de curto, médio ou longo prazos.

Palavras Chave: Matriz de Energia Elétrica, Planejamento da Expansão da Geração, Expansão da Oferta de Energia Elétrica, Planejamento da Operação, Setor Elétrico, Segurança no Suprimento, Fontes Renováveis, Fonte Eólica, Fonte Solar, Fonte Biomassa, Fonte Hidráulica, Reservatórios de Acumulação.

Abstract

Electricity is not just a consumer good but also an input which commands a place amongst those goods considered essential to modern society. In this context, the planning and construction of an electricity matrix is a question of paramount importance, not just for the electricity sector but also for Brazil's development as a whole. The establishment of this matrix should, above all, be regulated with an emphasis on sustainability. In this regard, its conception must necessarily embrace all the perspectives that imbue the strategic process that gives rise to it: technical, economic and socio-environmental. Delimited by these viewpoints alone, it is possible to provide the sustainable expansion of an electric power supply that is also secure in terms of being able to fully meet demand. This is a fundamental prerequisite to this service becoming a solid base for a larger process, namely the socio-economic development of Brazilian society. The participation of renewable energy sources in the electric energy matrix is a desirable factor and contributes laudably to the mitigation of environmental impacts resulting from the electricity generation. Nevertheless, there are several issues of an economic and mainly technical nature which have to be dealt with and refined in order to close the existing gaps and enable plans to be established, that are sustainable from all points of view, for the expansion of an electric power supply. The main aim of this study is to prompt, and study in greater depth, the debate over these issues and present a solution that delivers the integration of renewable sources into Brazil's electricity matrix while maintaining reliability of load fulfillment. Similarly, not only were the technical and economic aspects covered in the analysis but also the socio-environmental aspects, thereby making it possible to provide support for the evolution of a sustainability-oriented supply. For the purposes of drafting this proposal, a wide-ranging study was conducted of the principal primary sources from which it is possible to generate electricity, as well as a review of the long and complex path which the expansion planning sector has taken, from its outset through to the current model. Various points of view are also put forward about the difficulties encountered by the planner, ranging from the regulatory obstacles to those arising from a lack of coordination between the government sectors involved in the problem and to issues of an environmental nature. Finally, throughout the study and in particular in its conclusion, a set of strategic measures is proposed through which a secure, sustainable electricity matrix can be constructed

from a technical, economic and socio-environmental perspective, which is successful in carrying out supply expansion planning in the short, medium and long term.

Key words: Electric energy matrix, Generation Expansion Planning, Expansion of Electricity Supply, Operational Planning, Electric sector, Secure Supply, Renewable Energy Sources, Wind Power Source, Solar Energy Source, Biomass Source, Hydraulic Source, Accumulation Reservoirs.

Abreviaturas e siglas

ACL	-	Ambiente de Contratação Livre
ACR	-	Ambiente de Contratação Regulado
ANA	-	Agência Nacional das Águas
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	-	Balanço Energético Nacional
BNDES	-	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	-	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR	-	Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	-	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	-	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CCER	-	Contrato de Compra de Energia Regulada
CCS	-	Carbon Capture and Storage
CDE	-	Conta de Desenvolvimento Energético
CEA	-	Certificado de Energia Assegurada
CFURH	-	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMO	-	Custo Marginal de Operação
CMSE	-	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CONAMA	-	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CVU	-	Custo Variável Unitário
CPTEC	-	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DNPM	-	Departamento Nacional de Produção Mineral
DOE	-	Departamento de Energia dos Estados Unidos (“Department Of Energy”)
EAR	-	Energia Armazenada
EE	-	Energia Elétrica
EER	-	Encargo de Energia de Reserva

EIA	-	Energy Information Administration
ENA	-	Energia Natural Afluente
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	-	Encargos de Serviços do Sistema
FEBS	-	Fontes Eólica, Biomassa e Solar
FEE	-	Fonte de Energia Elétrica
FRE	-	Fonte Renovável de Energia
GCEE	-	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GEE	-	Gases de Efeito Estufa
GNL	-	Gás Natural Liquefeito
GMG	-	Grupo Motor-Gerador
IBAMA	-	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICG	-	Instalação Compartilhada para Conexão de Geração
IDH	-	Índice de Desenvolvimento Humano
INB	-	Indústrias Nucleares Brasileiras
IEEE	-	Institute of Electrical and Electronics Engineers
INMET	-	Instituto Nacional de Meteorologia
LER	-	Leilão de Energia de Reserva
MAE	-	Mercado Atacadista de Energia
MCSD	-	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MF	-	Ministério da Fazenda
MLT	-	Média de Longo Termo
MME	-	Ministério das Minas e Energia
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
PCH	-	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	-	Plano Decenal de Expansão
PIE	-	Produtor Independente de Energia
PLD	-	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	-	Programa Mensal de Operação
PNE	-	Plano Nacional de Energia

PROINFA	-	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAP	-	Receita Anual Permitida
SEB	-	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
SPE	-	Sociedade de Propósito Específico
t _{Bbs}	-	tonelada bruta em base seca
tep	-	tonelada equivalente de petróleo
TUST	-	tarifa de uso do sistema de transmissão
UG	-	unidade geradora
UHE	-	usina hidrelétrica
UTE	-	usina termelétrica
UTN	-	usina termo-nuclear
WNA	-	World Nuclear Association
WCI	-	World Coal Institute

Sumário

Capítulo 1

1. Introdução	1
1.1. A importância da energia elétrica e de seu suprimento confiável	1
1.2. Formulação do problema.....	5
1.2.1. Objetivo geral da tese.....	6
1.2.2. Objetivos específicos	7
1.3. Estrutura da tese	7

Capítulo 2

2. O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil	9
2.1. Histórico do planejamento.....	9
2.1.1. A situação pré-ReSEB	9
2.1.2. O projeto Re-SEB	15
2.1.3. O modelo atual.....	26
2.2. O planejamento da expansão da geração e da transmissão no novo modelo do SEB	29
2.2.1. O Plano Nacional de Energia (PNE).....	30
2.2.2. O Plano Decenal da Expansão (PDE).....	33
2.3. O planejamento da operação.....	38
2.3.1. O planejamento da operação energética	40
2.3.2. O planejamento da operação elétrica	45
2.4. Os ambientes de contratação de energia elétrica	46
2.4.1. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	49
2.4.2. A liquidação de diferenças.....	50
2.5. Síntese das principais mudanças ocorridas no SEB	52

Capítulo 3

3. Análise crítica das políticas energéticas e das questões que afetam negativamente a sustentabilidade do processo de expansão da oferta	55
3.1. Deficiências nas atuais políticas energéticas e as suas repercussões na matriz de energia elétrica	57
3.1.1. O potencial econômico e a isonomia de incentivos.....	58
3.1.2. A hidreletricidade.....	59
3.1.3. A energia nuclear	60
3.1.4. O Gás Natural	61
3.1.5. As fontes eólica, biomassa e solar	62

3.1.6.	O carvão mineral.....	63
3.2.	Os critérios de segurança no planejamento da expansão e no planejamento da operação .	64
3.3.	A energia firme do SIN e as FEBS.....	66
3.4.	A diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios do SIN.....	68
3.5.	O atendimento da curva diária de carga	70
3.6.	Desvios entre as projeções do PDE e entre elas e a realidade.....	74
3.7.	Os encargos setoriais e a sua repercussão na tarifa de energia elétrica.....	77
3.8.	A desverticalização do setor elétrico no novo modelo e as suas consequências nos segmentos de geração, transmissão e distribuição.....	80
3.9.	Os resultados dos últimos leilões de energia e os impactos na matriz de energia elétrica .	84
3.10.	As emissões de CO2 no setor elétrico brasileiro	89
3.11.	A questão do uso múltiplo da água dos reservatórios de UHEs no Brasil.....	91
3.12.	A conservação de energia frente à demanda reprimida de eletricidade e a expansão da oferta	94

Capítulo 4

4.	Análise das opções de geração na matriz de energia elétrica brasileira sob as perspectivas técnica, econômica e socioambiental.....	97
4.1.	A geração de eletricidade baseada na energia eólica.....	97
4.1.1.	Aspectos técnicos.....	98
4.1.2.	O potencial.....	107
4.1.3.	Aspectos econômico-financeiros	109
4.1.4.	Aspectos socioambientais	110
4.2.	A geração de eletricidade baseada na biomassa	113
4.2.1.	Aspectos técnicos.....	114
4.2.2.	O potencial.....	118
4.2.3.	Aspectos econômico-financeiros	122
4.2.4.	Aspectos socioambientais	123
4.3.	A geração de eletricidade com base na energia solar	124
4.3.1.	Aspectos técnicos.....	125
4.3.2.	O potencial.....	132
4.3.3.	Aspectos econômico-financeiros	135
4.3.4.	Aspectos socioambientais	136
4.4.	A geração de eletricidade baseada na energia hidráulica	137
4.4.1.	Aspectos técnicos.....	137
4.4.1.1	A classificação das usinas hidrelétricas quanto ao seu reservatório	137
4.4.1.2	A questão da energia firme e da energia assegurada.....	140
4.4.2.	O potencial.....	142
4.4.3.	Aspectos econômico-financeiros	145
4.4.4.	Aspectos socioambientais	148
4.4.4.1.	A questão da área alagada pelos reservatórios.....	150
4.4.4.2.	A questão das emissões de CO ₂ relacionadas com as UHEs	152
4.4.5.	As Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	154
4.5.	A geração de eletricidade baseada em gás natural	157

4.5.1.	Aspectos técnicos.....	157
4.5.2.	O potencial.....	158
4.5.3.	Aspectos econômico-financeiros.....	161
4.5.4.	Aspectos socioambientais.....	161
4.6.	A geração de eletricidade baseada no óleo combustível e no óleo Diesel.....	162
4.6.1.	Aspectos técnicos.....	162
4.6.2.	O potencial.....	163
4.6.3.	Aspectos econômico-financeiros.....	164
4.6.4.	Aspectos socioambientais.....	165
4.7.	A geração de eletricidade baseada no carvão mineral.....	166
4.7.1.	Aspectos técnicos.....	166
4.7.2.	O potencial.....	168
4.7.3.	Aspectos econômico-financeiros.....	170
4.7.4.	Aspectos socioambientais.....	170
4.7.4.1.	O Sequestro de carbono.....	172
4.8.	A geração de eletricidade baseada na energia nuclear.....	173
4.8.1.	Aspectos técnicos.....	174
4.8.2.	O potencial.....	174
4.8.3.	Aspectos econômico-financeiros.....	176
4.8.4.	Aspectos socioambientais.....	177
4.9.	Síntese do capítulo.....	180

Capítulo 5

5.	Estudo das opções para a produção de energia elétrica no Brasil utilizando a análise multicritério.....	181
5.1.	Visão geral do método de análise multicritério utilizado.....	182
5.2.	A análise das alternativas utilizando o método multicritério PROMETHEE.....	184
5.2.1.	A determinação dos critérios.....	185
5.2.2.	Análise de sensibilidade.....	188
5.2.3.	Discussão sobre os resultados.....	190
5.2.4.	Análise de cenários.....	192
5.2.5.	Discussão sobre os resultados.....	194
5.3.	Síntese do capítulo.....	198

Capítulo 6

6.	Propostas de diretrizes para a construção da matriz de energia elétrica.....	200
6.1.1.	Propostas de constituição da matriz para o horizonte de médio prazo.....	202
6.1.1.1.	As estratégias para as UHEs de pequeno e médio porte.....	203
6.1.1.2.	A alavancagem das grandes UHEs com reservatório de acumulação.....	206
6.1.1.3.	A inclusão das outras FRE na matriz de energia elétrica.....	208
6.1.2.	Propostas de constituição da matriz para o horizonte de longo prazo.....	213
6.1.2.1.	A energia nuclear como base de expansão.....	214

6.1.2.2.	A opção do Gás Natural como base de expansão	216
6.1.2.3.	A opção do Carvão Mineral como base de expansão	217
6.1.2.4.	A opção de compor a base da expansão com um <i>mix</i> de FEEs.....	218
6.1.3.	Propostas para outras questões que afetam a sustentabilidade do processo de expansão da oferta e a matriz de energia elétrica	221
6.1.4.	Síntese do capítulo	223

Capítulo 7

7. Conclusões	225
----------------------------	-----

Referências	240
--------------------------	-----

ANEXO A	259
----------------------	-----

ANEXO B	260
----------------------	-----

Capítulo 1

Introdução

1.1. A importância da energia elétrica e de seu suprimento confiável

A evolução do homem está ligada de forma inexorável ao consumo de energia desde os primórdios da humanidade até os dias atuais (BORGES, 2007). A energia elétrica está inserida como uma das principais fontes de energia desde o final do século XIX e pode-se dizer que a evolução da humanidade está fortemente relacionada com a sua disponibilidade, desde então.

A participação da eletricidade nas formas de energia utilizadas pela humanidade vem crescendo e ocupa uma posição de destaque dentre as mais importantes. A Figura 1.1 apresenta a participação da energia elétrica na matriz mundial de consumo de energia em 1973 e em 2009. O total de energia consumida é também apresentado, em tep¹. Note-se que a participação da eletricidade, no total da energia consumida no mundo, no ano de 1973 era de 9,4 % elevando-se para 17,3 % em 2009, denotando a relevância crescente desta forma de energia, no contexto mundial.

A associação entre o consumo de eletricidade e o nível de desenvolvimento de uma sociedade é evidente e pode ser observada por intermédio do índice IDH. O Índice de Desenvolvimento Humano² (IDH) é um indicador que pode ser utilizado para representar o nível

¹A tep, ou Tonelada Equivalente de Petróleo, corresponde a uma massa hipotética de petróleo bruto que libera, na sua combustão, um calor correspondente a 10 Gcal/ton (41,9 GJ/ton).

² O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) é uma medida comparativa que engloba três dimensões: riqueza, educação e esperança média de vida. A cada um destas variáveis é atribuído um valor entre 0 e 1. O IDH é calculado como uma média aritmética dos índices individuais atribuídos. Quanto mais próxima a média de 1, maior será o

de desenvolvimento sócio-econômico de uma nação. Na Figura 1.2 está representada a evolução do IDH e do consumo de energia elétrica no Brasil de 1970 a 2010. Note-se, nesta figura, a forte correlação entre as duas curvas.

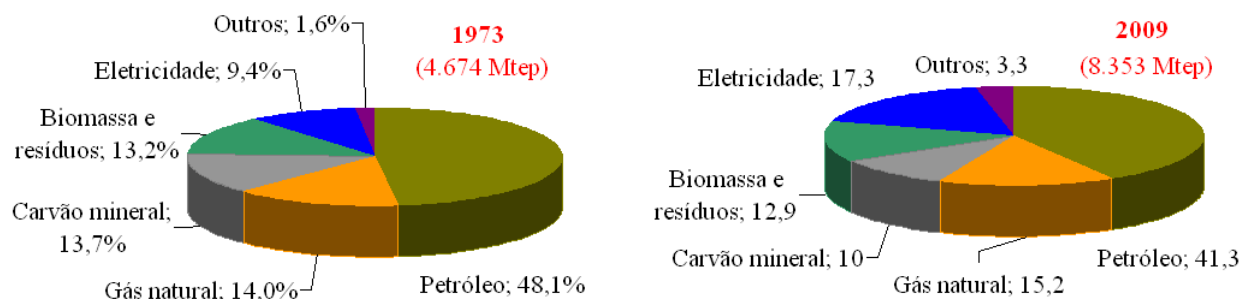


Figura 1.1 – Percentuais das diversas fontes no consumo final de energia no mundo

Fonte: IEA, 2011 (elaboração própria)

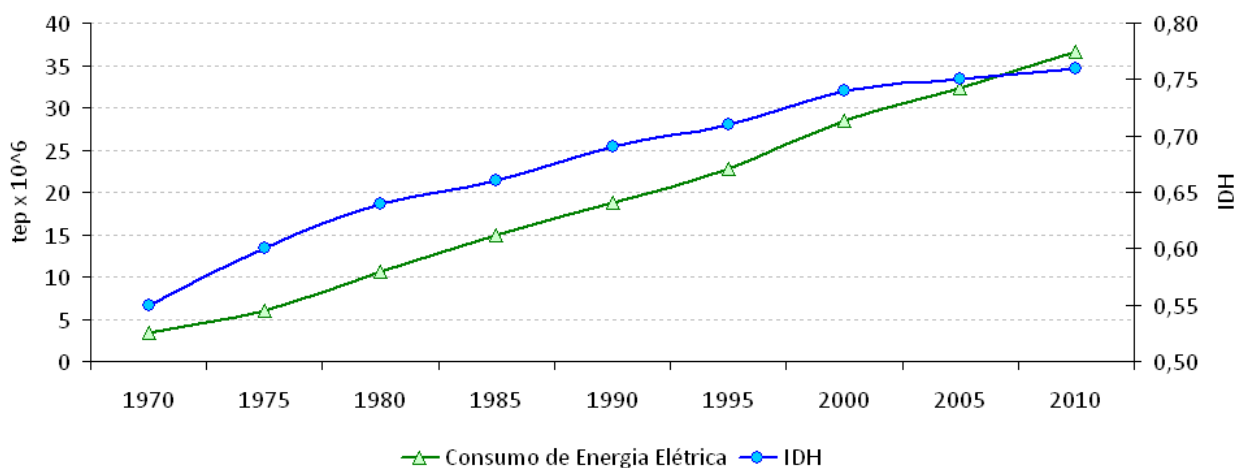


Figura 1.2 - Evolução do IDH e do consumo de energia elétrica no Brasil

Fontes: BEN, 2010; UNDP, 2011 (elaboração própria)

desenvolvimento observado de uma população, sob o ponto de vista do IDH. É uma maneira padronizada de avaliação e medida do bem estar de uma população. O índice foi proposto em 1990 pelo economista paquistanês Mahbub ul Haq, e vem sendo usado desde 1993 pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento no seu relatório anual.

Na Figura 1.3 compara-se o IDH, o PIB *per capita* e o consumo de energia elétrica, também *per capita*, de alguns países. O número entre parênteses após o nome de cada país representa a posição que este ocupa no *ranking* de IDH. Foram incluídos na figura os dez primeiros países do *ranking*, dez localizados em uma posição intermediária e os oito últimos. Para consumos elevados de energia *per capita*, também se tem elevado IDH e PIB *per capita*. O que se pode notar é que existe uma correlação entre o consumo de energia elétrica *per capita*, o produto interno bruto *per capita* e o IDH. Países bem posicionados em relação ao IDH, de acordo com os dados, também consomem elevada quantidade de eletricidade por habitante, assim como também o valor econômico agregado por habitante é bastante expressivo. Qualquer proposta de desenvolvimento de um país passa necessariamente por um consumo expressivo de energia elétrica *per capita*.

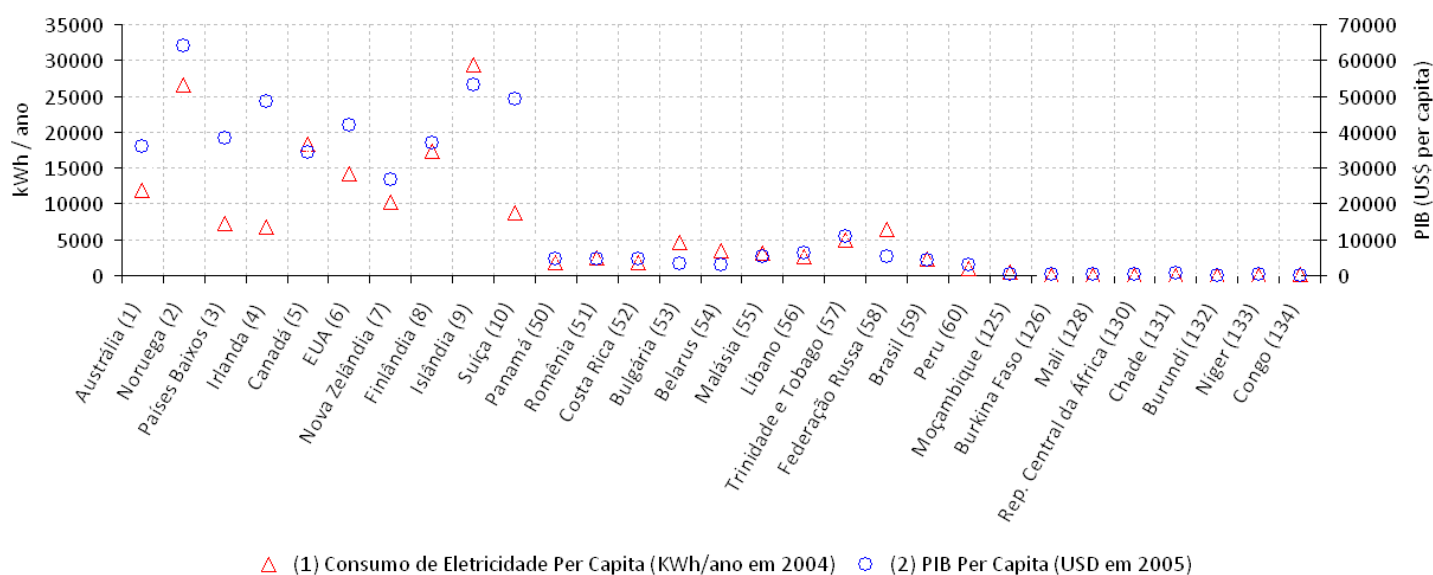


Figura 1.3 - IDH, PIB *per capita* e consumo de energia *per capita* de diversos países

Fonte: UNDP, 2011 (elaboração própria)

Fato digno de nota relacionado ainda a este assunto é que, das oito Metas de Desenvolvimento do Milênio³ estabelecidas pela ONU, no mínimo seis delas têm significativa

³ As Metas de desenvolvimento do Milênio são: 1- Erradicar a extrema pobreza e a fome; 2- Atingir o ensino básico universal; 3- Promover a igualdade de gênero e a autonomia das mulheres; 4- Reduzir a mortalidade infantil; 5-

relação de dependência da energia elétrica, principalmente no que se refere ao acesso pela população a este serviço. A importância da energia elétrica para o avanço na qualidade de vida foi explicitada no relatório do Secretário Geral da ONU em assembleia geral desta instituição em 21/03/2005 (ONU, 2009), com destaque para a afirmação de que o aumento no acesso aos serviços modernos de energia elétrica é fator crítico para reduzir a pobreza e proteger o meio ambiente (GUARDABASSI, 2006).

Por outro lado, a carência na oferta de eletricidade, ou, até mesmo, prenúncios da sua falta, podem frear o desenvolvimento de um país. Para que haja investimento e crescimento econômico há necessidade de garantias, com a ótica de longo prazo, no suprimento de eletricidade, as quais devem ser embasadas em políticas bem sedimentadas que proporcionem segurança para o suprimento deste serviço indispensável (GASQUES, 2007).

Estas constatações corroboram a idéia de que a energia elétrica é um bem de consumo imprescindível para a sociedade moderna. A mesma está associada diretamente ao conforto das pessoas e ao desenvolvimento econômico, humano e social. Nos dias atuais, não se pode conceber a falta, ou sequer a deficiência no seu suprimento. Para tanto, deve haver oferta suficiente e, além disto, o suprimento deve ser proporcionado sobre bases sólidas de acessibilidade, segurança, confiabilidade e sustentabilidade.

Cabe salientar que o termo “sustentabilidade”, utilizado no decorrer desta tese, tem o significado de um processo que pode se sustentar, no decorrer do tempo, dentro dos objetivos e estratégias originalmente traçados. Neste trabalho, foram adotados três pilares sobre os quais se ancora a sustentabilidade: o socioambiental, o econômico e o técnico. Considerando o processo de expansão da oferta de energia elétrica e a construção da matriz de energia elétrica, deve ser possível ampliar a produção de energia elétrica respeitando estas três dimensões, de forma equilibrada. A ideia é atender aos requisitos socioambientais até tal ponto que não provoque a fragilização dos aspectos econômico e técnico.

Melhorar a saúde materna; 6- Combater o HIV/Aids, a malária e outras doenças; 7- Garantir a sustentabilidade ambiental; 8- Estabelecer uma Parceria Mundial para o Desenvolvimento.

Os pilares socioambiental e econômico são classicamente utilizados como critérios de sustentabilidade. Neste trabalho optou-se por acrescentar a dimensão técnica por haver um requisito imprescindível no tocante ao processo de expansão da oferta: o atendimento da carga com segurança e confiabilidade⁴.

1.2. Formulação do problema

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) remonta a meados da década de 1990. Os fundamentos desta reestruturação são a sua regulamentação e a entrada da iniciativa privada como *player*, nos moldes de um mercado tradicional de *commodities*. Desde então, almejando uma participação crescente da iniciativa privada no que tange aos investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os governos das esferas federal e estadual vêm envidando esforços para alcançar tal objetivo. No entanto, devido à falhas no modelo institucional então vigente, 2001 foi palco de uma crise sem precedentes. Houve necessidade de um racionamento, em alguns casos de até 25%, penalizando sobremaneira a sociedade brasileira (SAUER, 2002). Desde então o setor sofreu uma mudança mais acentuada em 2004 e vem passando por mudanças conjunturais que não resolveram definitivamente alguns dos problemas do modelo. Assim sendo, a elaboração de propostas que auxiliem na solução destes problemas é uma tarefa de interesse nacional e um dos focos deste trabalho.

Ademais, há um problema central sobre o qual se deve lançar um olhar crítico, embasado por análises estruturadas, que permitam se propor soluções consistentes:

É possível realizar a expansão da geração de energia elétrica com confiabilidade, segurança e sustentabilidade, lançando mão de todas as fontes de energia elétrica de que o Brasil dispõe e, assim, compor uma matriz que reflita tais requisitos?

Quando se perscruta esta questão, outras indagações emergem em decorrência:

⁴ O significado das palavras “segurança” e “confiabilidade” são próximos; todavia, neste trabalho, o termo “segurança” está ligado à disponibilidade do suprimento, enquanto o termo “confiabilidade” relaciona-se à qualidade do suprimento.

- A partir de que critérios se pode desmembrar as perspectivas técnica, econômica e socioambiental, visando uma análise e ponderação adequadas destes aspectos na busca de sustentabilidade do processo de expansão da oferta?
- As fontes eólica, biomassa e solar (FEBS) podem ser integradas à matriz de energia elétrica em proporção crescente? Em que medida?
- Neste sentido, quais são as limitações das FEBS e sua repercussão no atendimento pleno da carga com segurança e confiabilidade?
- Quais são as possíveis soluções para se mitigar os problemas apresentados pelas FEBS, de maneira que estas possam ter sua participação maximizada na matriz de energia elétrica?
- Quais são as diretrizes estratégicas e políticas necessárias para propiciar a expansão da geração de energia elétrica com sustentabilidade contemplando níveis elevados de inserção das FEBS?
- É necessário haver uma fonte que seja a base da expansão da oferta?
- Em caso positivo, quais são as melhores alternativas?
- Quais são as dificuldades para que, de fato, se possa adotar esta fonte como base da expansão?
- Como estas barreiras podem ser superadas?
- Quais são as alternativas que podem substituir esta fonte, majoritariamente participante da matriz de energia elétrica, quando se esgotar o seu potencial de exploração?

1.2.1. Objetivo geral da tese

O objetivo geral desta tese é, embasado em um estudo histórico do planejamento, em uma análise crítica de pontos frágeis deste processo e em uma pesquisa sobre as opções para produção de energia elétrica, propor diretrizes que possibilitem a construção e manutenção de uma matriz de energia elétrica com foco nos aspectos segurança, confiabilidade e sustentabilidade.

1.2.2. Objetivos específicos

Para que seja possível atingir o objetivo geral, são necessários desdobramentos da pesquisa em objetivos mais específicos que possam permitir a construção do trajeto até a meta desejada. Desta forma, elenca-se, aqui, os principais objetivos específicos:

- Levantar e destacar as características de cada fase pela qual o planejamento do setor elétrico passou, evidenciando os pontos de ruptura, ou seja, as mudanças de rumos;
- Detectar e analisar os principais pontos relacionados ao planejamento do setor, atualmente praticado, que interferem, de alguma forma, nos aspectos: segurança, confiabilidade e sustentabilidade;
- Identificar e analisar as principais características das fontes de produção de eletricidade, utilizadas e disponíveis no Brasil, considerando os aspectos técnico, econômico e socioambiental; e
- Comparar as opções de geração de energia elétrica através de critérios de sustentabilidade, levando em conta as dimensões técnica, econômica e socioambiental.

1.3. Estrutura da tese

No capítulo 2 é realizada uma análise do planejamento do setor elétrico brasileiro, baseando-se em uma divisão que considera as alterações regulatórias e de papéis dos agentes, assim como os pontos de mudanças mais significativas. Parte-se de uma retrospectiva histórica até se chegar à situação atual. Este capítulo, além de possibilitar conhecer a trajetória pela qual passou o planejamento do setor e permitir o posicionamento dentro de uma linha histórica, contribui para os objetivos propostos por meio do conhecimento dos problemas pelos quais passou este planejamento e que refletem algumas dificuldades e fragilidades atualmente observadas.

No capítulo 3 se faz uma discussão crítica sobre as dificuldades e fragilidades detectadas no setor elétrico e que afetam, de alguma forma, o processo de planejamento da expansão da oferta

de energia elétrica ou que tem sua origem em práticas deste mesmo planejamento ou políticas energéticas equivocadas. A contribuição desta análise crítica, nos objetivos do trabalho, refere-se ao levantamento e detalhamento dos problemas e fragilidades de forma a subsidiar a elaboração das propostas que possam vir ao encontro da solução para estes problemas.

O capítulo 4 traz uma análise das fontes de energia elétrica das quais se dispõe no Brasil. Esta análise é realizada sob as óticas técnica, econômica e socioambiental, alinhada com os critérios nos quais está embasado o conceito de sustentabilidade considerado neste trabalho. Além disto, é levantado o potencial de exploração de cada uma das fontes. Estes elementos se constituem em subsídios na análise e seleção das alternativas de produção de energia elétrica, assim como na elaboração das propostas.

No capítulo 5 é apresentada uma pesquisa que permite comparar, sob as perspectivas técnica, econômica e socioambiental, as opções de fontes de energia elétrica candidatas a compor a matriz, considerando determinados critérios agrupados dentro das perspectivas mencionadas. Nesta pesquisa utiliza-se uma ferramenta de análise decisória multicritério, que permite oferecer maior robustez ao processo de comparação e ordenamento das opções. Os resultados, assim obtidos, constituem-se em subsídios para as propostas de composição da matriz e também na elaboração das diretrizes estratégicas.

No capítulo 6 são apresentadas propostas de diretrizes e políticas energéticas que permitem a construção de uma matriz de geração de energia elétrica calcada na segurança do suprimento e resultado da sustentabilidade do processo de expansão da oferta.

O capítulo 7 encerra as conclusões, com destaque para os pontos mais importantes identificados e discutidos no transcorrer do trabalho. Contempla, também, uma seção com sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil

2.1. Histórico do planejamento

2.1.1. A situação pré-ReSEB

O período transcorrido de 1946 (pós-guerra) a 1962 (criação da Eletrobras) se caracterizou por alterações significativas no modelo de desenvolvimento econômico brasileiro. O Estado passou a ter participação ativa e marcante nas funções de planejamento, na produção e na área financeira. O BNDES apareceu como ator fundamental neste contexto, uma vez que permitiu criar condições de financiamento dos projetos de reaparelhamento da infraestrutura, principalmente nos setores de energia e transportes, além de viabilizar a instalação de uma indústria de base. Destaca-se, também, sua atuação no setor elétrico, não se restringindo à concessão de financiamentos em moeda nacional. O banco avalizou e garantiu financiamentos no exterior de forma a permitir a importação de equipamentos para compor os parques de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, o que o coloca como importante catalisador do processo.

A necessidade de integração das empresas CPFL, CEMIG, Light Rio e Light São Paulo, destinatárias da energia da usina de Furnas, viabilizou a criação da empresa Furnas Centrais Elétricas S.A., em 28 de Fevereiro de 1957. Esta necessidade também motivou a criação do CCOI – Comissão de Coordenação da Operação Interligada da Região Sul – Sudeste, posteriormente transformado no GCOI – Grupo Coordenador da Operação Interligada das Regiões Sul/Sudeste/Centro Oeste.

A partir deste marco, configurou-se a estrutura que permitiria um esboço inicial de planejamento do setor elétrico no País com a efetiva fundação da *holding* Eletrobras, em 1962. Passaram a se constituir subsidiárias da Eletrobras: a Chesf (fundada em 1945) e Furnas (fundada em 1957). Em 1968, como ação desenvolvimentista do governo militar instaurado pelo golpe de 1964 foi fundada a Eletrosul e, em 1973, foi criada a Eletronorte, as quais também passam a fazer parte do grupo Eletrobras. Com a fundação da Eletrobras foram estabelecidas metas ousadas, as quais tinham como objetivo aumentar a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil. A cada uma das concessionárias foi atribuída uma área de atuação:

- Eletrosul - Região Sul (Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Após a divisão do Estado do Mato Grosso, o novo estado de Mato Grosso do Sul foi integrado à região sul);
- Furnas - Região Sudeste (São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo);
- Eletronorte - Região Norte (Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Pará, Amazonas, Acre, Rondônia, Roraima, Amapá e Maranhão. Após a divisão do estado de Goiás, também foi integrado o Estado de Tocantins); e
- Chesf - Região Nordeste (Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Piauí, e Ceará).

Os objetivos do Governo Federal não paravam por aí. O anseio ideológico era de que as empresas estatais pudessem ir, também, adquirindo capacidade e competências nas áreas técnica, gerencial e financeira. Desta forma paulatinamente poderiam, no futuro, ampliar sua atuação na distribuição, de maneira a alcançar total domínio da cadeia produtiva do setor, o que levaria à chamada “verticalização estatal do setor elétrico brasileiro” (LORENZO, 2002). A Eletrobras passou a coordenar, inicialmente, a operação interligada nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste (operacionalizada pelo GCOI) e posteriormente nas regiões Norte e Nordeste (operacionalizada pelo CCON – Comitê de Coordenação de Operação Interligada do Norte e Nordeste).

No final dos anos 1970, iniciou-se de forma mais efetiva um modelo de planejamento determinativo, no qual a Eletrobras realizava os estudos de planejamento e determinava, de

acordo com a área de concessão das subsidiárias, a ampliação do parque gerador ou do sistema de transmissão.

A partir de estudos de âmbito regional, como os elaborados pelo ENERAM⁵ e CANAMBRA⁶, deu-se início ao processo de planejamento do setor elétrico. O chamado Plano 90, elaborado pela Eletrobras em 1973/74, foi o primeiro processo de planejamento com abordagem integrada para o atendimento à demanda de energia elétrica das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Este planejamento possuía o horizonte de atendimento até 1990.

A seguir foi elaborado, em 1977, o Plano 92 e, em 1979, o Plano 95. Este último foi oficialmente considerado como o primeiro plano nacional de expansão do setor elétrico criado pela Eletrobras.

Apesar da visão centralizadora, os primeiros passos foram dados com o objetivo de estabelecer uma política mais participativa na elaboração do planejamento do setor. Esta tendência se confirmou com a criação do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), em 1980, o qual, dentre os seus objetivos tinha a tarefa de elaborar estudos de planejamento que contemplassem os diversos interesses dos agentes participantes do setor elétrico brasileiro (BRITO e AZEVEDO, 2005).

A atualização do Plano 95, ocorrida em 1980, teve como resultado o primeiro planejamento de longo prazo para o setor elétrico em todo o País. Este planejamento tinha um horizonte de 20 anos e denominou-se Plano 2000. A seguir veio o Plano 2010, elaborado também sob coordenação da Eletrobras em 1986. Era mais um avanço no processo de planejamento, pois, com este plano conseguiu-se uma maior participação de instituições com interesses no setor elétrico, tais como outros ministérios além do Ministério de Minas e

⁵ Comitê de Estudos Energéticos da Amazônia, organismo instituído em 1968 pelo Ministério das Minas e Energia, que empreendeu um levantamento pioneiro do potencial hidrelétrico da Região Norte (ELETROBRAS, 2008)

⁶ Consórcio Canambra Consulting Engineers Ltd., criado em 1962, a fim de apresentar soluções para os problemas de fornecimento de energia elétrica nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro. O Canambra foi resultado da ação conjunta do governo brasileiro e do Banco Mundial. A composição do consórcio envolvia empresas canadenses, americanas e brasileiras. Além dos estudos para o Sudeste, o Canambra realizou também pesquisas para solucionar os problemas de fornecimento de energia elétrica no Sul (GOMES *et al*, 2002).

Energia (MME), entidades públicas e privadas e até internacionais.

O Decreto nº 96.652, promulgado em 1988, determinou que o GCPS deveria elaborar, com periodicidade anual, o denominado Plano Decenal de Expansão (PDE). O seu principal objetivo seria o de direcionar ações de curto e de médio prazo para o setor elétrico brasileiro.

A Eletrobras criou grupos de trabalho para o desenvolvimento dos planos decenais de forma regionalizada: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Estes grupos eram conhecidos como GTPD – Grupo de Trabalho de Planejamento Decenal, e se mantiveram durante todo o período estatal, vindo a ser extintos quando da reestruturação do setor elétrico nacional, ocorrida em meados da década de 1990.

O Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) viabilizou uma coordenação eficaz da operação interligada e do seu planejamento. O GCOI possuía as mesmas características de funcionamento do GCPS, ou seja, grupos de trabalho, comitês técnicos e comitê diretor para aprovação dos planos de operação interligada. Como as regiões Norte e Nordeste não estavam interligados ao Sul e Sudeste/Centro-Oeste, foi criado o Comitê Coordenador da Operação do Norte/Nordeste (CCON).

A Figura 2.1 apresenta um diagrama organizacional do Setor Elétrico e da Eletrobras no período anterior ao RESEB⁷, evidenciando que, apesar do Comitê de Distribuição – CODI constar no organograma da Eletrobras, a coordenação deste Comitê e a sua presidência pertenciam às distribuidoras, sendo a Eletrobras apenas uma participante e não coordenadora.

⁷ RESEB – Plano de Reestruturação do Setor Elétrico Nacional, processo integrado ao Plano de Desestatização do Governo Federal iniciado no princípio dos anos 90.

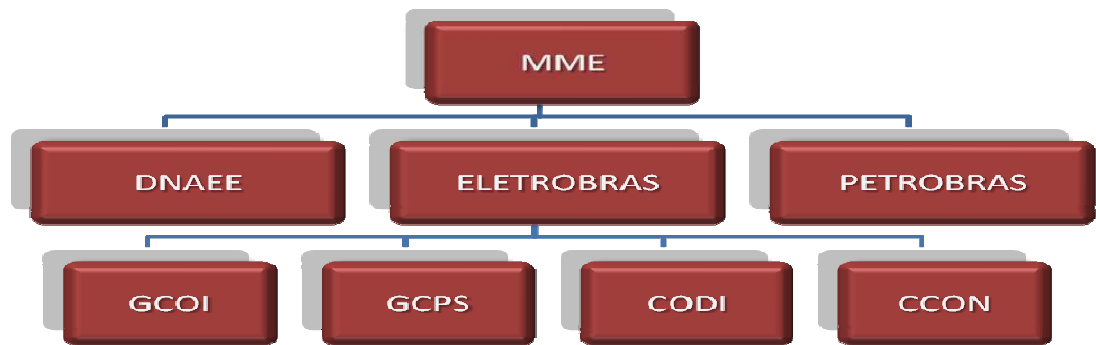


Figura 2.1 - Estrutura do MME na situação pré-RESEB

Fonte: ANDRADE, 2008 (elaboração própria)

A Figura 2.2 apresenta a estrutura do GCPS que atuou entre 1982 e 1994. Esta estrutura consistia de um Comitê Diretor (CD) e de comitês técnicos: Comitê Técnico para Estudos Energéticos (CTEE), Comitê Técnico para Estudos de Transmissão (CTST), Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM), Comitê Técnico dos Sistemas Isolados (CTSI) e Comissão do Programa de Investimentos na Distribuição (CPID). A Secretaria Executiva tinha o papel de supervisionar as atividades e dar apoio administrativo aos órgãos do GCPS.

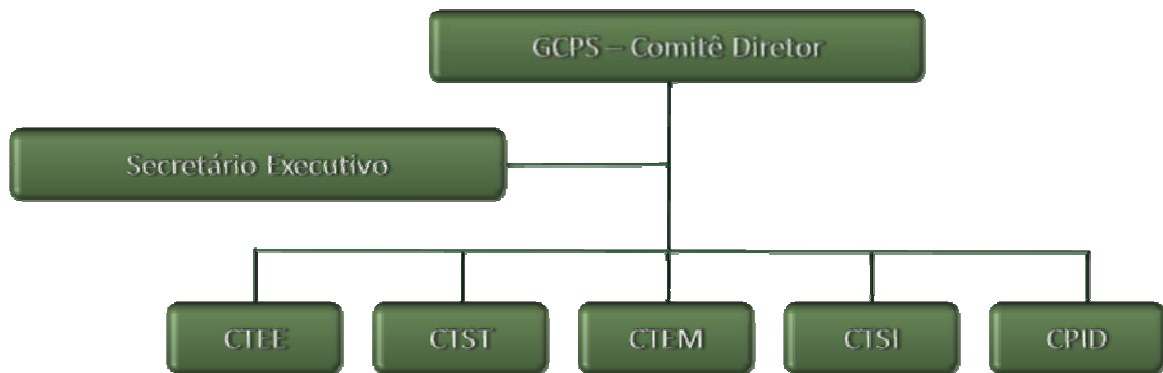


Figura 2.2 - Estrutura do planejamento do setor elétrico pré-RESEB

Fonte: ANDRADE, 2008 (elaboração própria)

A Figura 2.3 apresenta um quadro resumo de como estava estruturado o planejamento da expansão da geração e da transmissão no modelo Pré-RESEB.

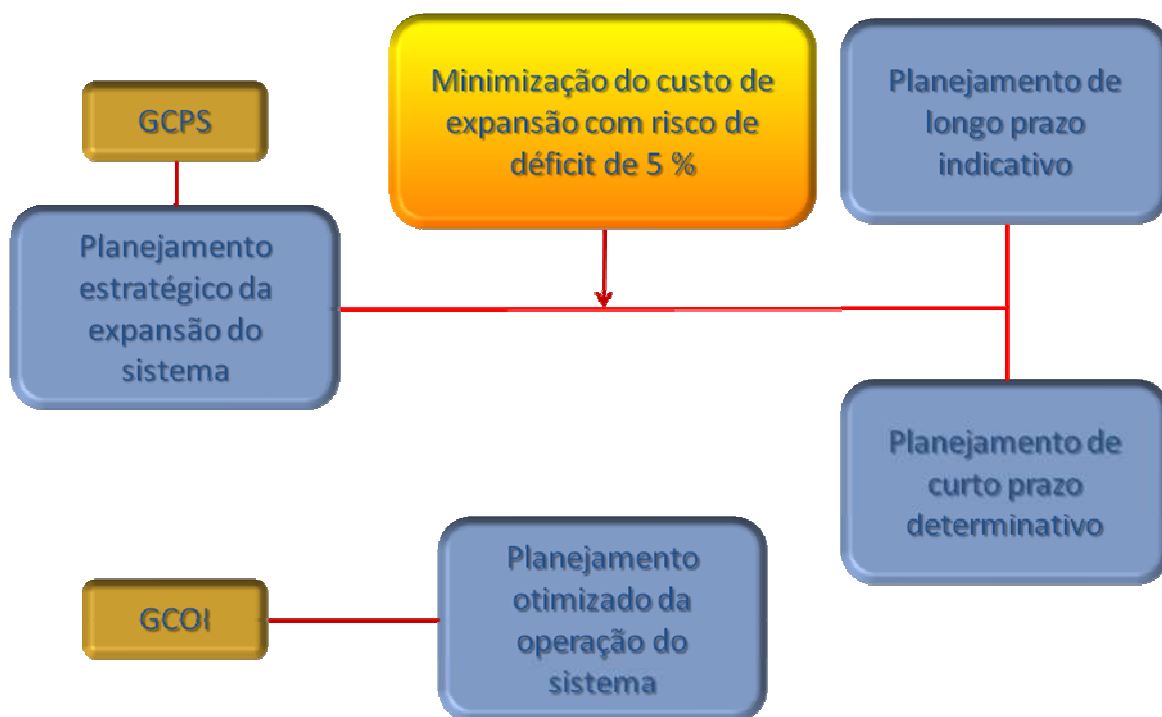


Figura 2.3 - O planejamento da geração e da transmissão no modelo Pré-RESEB

Fonte: JUHAS, 2006 (elaboração própria)

Ocorreram transformações importantes no cenário mundial na década de 1970, como por exemplo, o primeiro e o segundo choques do preço do petróleo, em 1973 e 1979, respectivamente, seguidos da elevação das taxas de juros no mercado externo, no início de 1980. Estas transformações colaboraram para uma reversão no processo de crescimento econômico brasileiro, processo este que teve início em 1967.

Houve certo descaso das autoridades brasileiras, que não consideraram adequadamente a amplitude do movimento de contração da economia mundial. O processo de crescimento da taxa de inflação e o aumento da dívida externa começaram a sair de controle. A crise da dívida brasileira, ocorrida em 1981-82, e o estancamento dos fluxos de financiamento levaram o Brasil a uma recessão, que também teve como consequência o aumento da dívida interna. Assim, na década de 1980 ocorreu uma significativa redução da capacidade do Estado em angariar recursos

para investimentos para o setor elétrico (LORENZO, 2002).

Na tentativa de auxiliar no controle das altas taxas de inflação, que já se encontravam em níveis estratosféricos, o governo implementou, por intermédio das empresas estatais, uma política de contenção tarifária. Esta política instrumental de controle inflacionário afetou o conceito da “remuneração garantida⁸”, levando a um aumento no saldo da Conta de Resultados a Compensar (CRC)⁹.

2.1.2. O projeto Re-SEB

Em 1993 teve início o processo de reestruturação do setor elétrico com a aprovação da Lei nº 8631/93 que, entre outras determinações, extinguiu a remuneração garantida e terminou com a unificação tarifária, permitindo a eliminação de distorções oriundas da fase anterior. No mesmo ano, o Decreto nº 1.009/93 criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica – SINTREL. Um dos principais objetivos era estabelecer o livre acesso ao referido sistema de transmissão. Ainda neste ano, o Decreto nº 915/93 regulamentou a figura do autoprodutor de energia¹⁰. Em 1995, a Lei nº 8987/95 definiu que o Poder Público deve outorgar a concessão de serviços públicos por meio de licitações. Neste mesmo ano, a Lei nº 9074/95 criou a figura do produtor independente de energia (PIE)¹¹ e estabeleceu o mercado livre de energia elétrica, permitindo que os consumidores existentes com carga maior ou igual a 10 MW e novos com carga maior ou igual a 3 MW e tensão maior ou igual a 69 kV, pudessem contratar livremente o seu fornecimento de energia. Estes foram denominados “consumidores livres”. Em 1997 foram realizadas modificações nas Leis nº 8987/95 e 9074/95 permitindo que qualquer agente do setor

⁸ A Lei 5.655/71 instituía o regime de remuneração garantida, o qual consistia num modelo de concessão em que o poder concedente fixava, previamente, a margem de lucro da concessionária e garantia a sua percepção, independentemente da demanda efetiva.

⁹ A Conta de Resultados a Compensar-CRC foi gerada a partir das insuficiências tarifárias das concessionárias de energia elétrica, em função de que, até 1993, era garantida a estas empresas uma remuneração legal mínima de 10% ao ano (remuneração garantida). As tarifas eram definidas a partir do custo do serviço da concessão.

¹⁰ Produtores de energia para consumo próprio, podendo comercializar os excedentes, caso disponha.

¹¹ São aqueles autorizados pelo Poder Concedente a produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou de parte de sua produção, por sua conta e risco. Produtores independentes são as geradoras privadas, em geral de pequeno ou médio porte.

pudesse importar ou exportar energia e possibilitando que autoprodutores pudessem negociar seus excedentes de energia com consumidores livres (GOMES, 1998).

A Eletrobras, sob determinação do MME, contratou, em meados de 1996, um consórcio internacional com o objetivo de elaborar um projeto de reforma do setor elétrico, que foi intitulado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e ficou mais conhecido como “Projeto Re-SEB”. O principal membro deste consórcio era uma empresa de consultoria denominada Coopers & Lybrand, para a qual foi delegada a missão de elaborar um novo modelo institucional para o setor elétrico brasileiro, aproveitando a experiência da mesma na elaboração de um projeto semelhante desenvolvido nos anos 1980 na Inglaterra. O principal objetivo deste projeto era possibilitar que o governo pudesse concentrar-se mais ativamente nas funções primordiais relacionadas ao setor: elaboração de políticas energéticas e de regulamentação e transferir a responsabilidade dos investimentos e operação para o setor privado (DELGADO, 2003).

Em linhas gerais, a responsabilidade do consórcio era redesenhar a estrutura do setor, contemplando, em sua proposta, um modelo que envolvesse alterações no aparato legal (contratos, entidades, documentação), mudanças na regulamentação econômica e técnica, estabelecimento de padrões de qualidade na prestação do serviço, mudanças institucionais, redefinição dos papéis da Eletrobras, do DNAEE, dos agentes financeiros e da indústria. Além disto, deveria estabelecer uma metodologia de levantamento e alocação dos riscos envolvidos, assim como de taxas de retorno adequadas para os investimentos nos negócios em questão (THEOTONIO, 1999).

As principais alterações propostas pelo consórcio na estrutura institucional do setor elétrico foram: (i) fortalecimento das responsabilidades do MME no que se refere à regulação e planejamento; (ii) criação de um órgão regulador com atuação independente, cujo papel seja de fiscalizar os serviços e promover o estabelecimento e manutenção de um ambiente que estimule a competição onde ela for desejável, possível e vantajosa sob os aspectos econômicos e sociais;

(iii) estabelecimento de um papel para a Eletrobras neste novo modelo; e (iv) mudança na forma de atuação das empresas do setor.

Com a implantação deste novo modelo houve o rompimento da estrutura do monopólio que existia em toda a cadeia produtiva da indústria da energia elétrica. O objetivo agora era manter apenas os chamados monopólios naturais¹². Desta forma, o setor elétrico, que era verticalmente estruturado como um monopólio em toda a sua cadeia - geração, transmissão, distribuição e comercialização, seria desverticalizado. Transmissão e distribuição seriam tidas como monopólios e deveriam ser fortemente reguladas. Já a geração e a comercialização ficariam sob a égide da concorrência, mas também submetidas à fiscalização. A Figura 2.4 ilustra, de uma forma geral, como se estruturou o setor neste novo modelo.

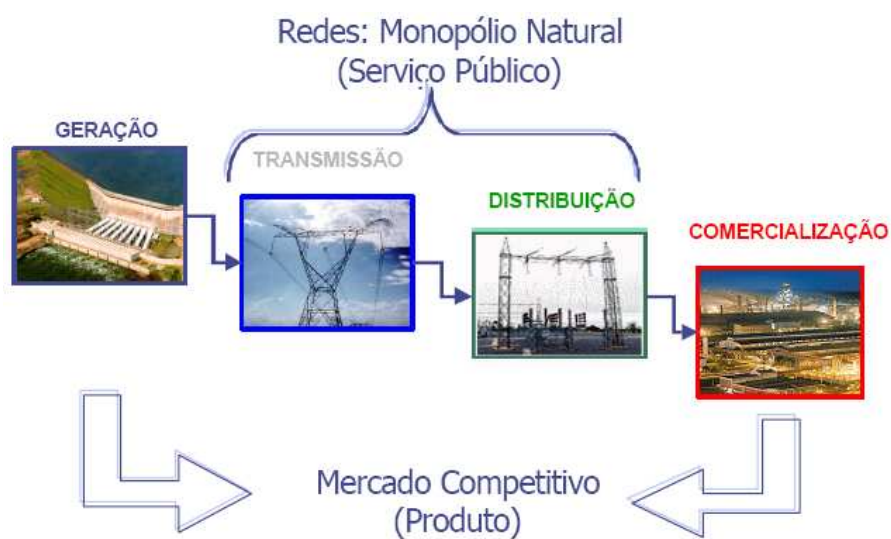


Figura 2.4 - Estrutura do modelo instituído pelo RESEB

Fonte: DELGADO, 2003

¹² Monopólio natural se caracteriza como sendo uma situação de mercado, em que as condições de demanda e oferta são atendidas por uma única empresa, na qual os custos de produção decrescem à medida que a demanda se eleva. Entretanto, quando da entrada de outra empresa nesse mercado, os custos se elevariam proporcionalmente ao aumento da oferta. Desta forma, tipifica-se a dificuldade da entrada de competidores neste mercado (SCHWYTER, 2001). Sob outra perspectiva também se define monopólio natural como a situação em que a existência de apenas uma empresa traz mais eficiência econômica do que a existência de concorrência (DELGADO, 2003).

Em função das características intrínsecas ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) que possuía preponderância de usinas hidrelétricas, os objetivos comerciais poderiam trazer problemas operacionais no que se refere ao despacho elétrico e energético. O projeto destas usinas deveria levar em consideração não somente aspectos comerciais, mas, em primeiro plano, a otimização da operação integrada do conjunto de unidades geradoras da bacia hídrica a qual as mesmas pertencem. Para garantir a continuidade da operação otimizada do sistema hidroenergético brasileiro, não somente orientada por aspectos econômico e financeiros, se faz mister a existência de um órgão responsável por esta atividade, com autoridade, competência técnica e independência econômica e operacional.

O exposto foi a motivação para a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS foi criado, como um operador independente, para substituir o GCOI, assumindo as suas funções de planejamento operacional, programação e despacho de carga. Com base nos dados recebidos dos agentes setoriais sobre afluências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas, custos de combustíveis, etc., o ONS tem a tarefa de planejar a operação do SIN buscando a maximização da segurança operativa e a otimização hidrotérmica. As atribuições detalhadas do ONS constam no Anexo A.

Uma definição importante passa a permear o setor elétrico: trata-se do lastro comercial, o que de fato pode ser comercializado e adicionado ao sistema em termos de energia para as usinas hidroelétricas. Este lastro, denominado “energia garantida¹³”, passa a ser estabelecido pelo ONS a cada ciclo de planejamento e para cada unidade geradora.

Para viabilização do processo de comercialização de energia, a Lei nº 9.648, de 27/05/1998, criou o Mercado Atacadista de Energia – MAE, assim como também a figura do consumidor

¹³ Uma espécie de “certificado” que é fornecido pelo órgão regulador, mediante os resultados das aplicações de técnicas estocásticas relativas às expectativas de vazão hídrica, considerando-se as condições dos aproveitamentos hidráulicos existentes na respectiva bacia, a fim de se obter a geração mínima “garantida” (estimativas probabilísticas) da usina em questão (DELGADO, 2003).

especial¹⁴. Um marco também de importância significativa foi a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Lei nº 9.427, de 26/12/1996.

Todas as operações de compra e venda de energia elétrica do SIN (Submercados S/SE/CO e N/NE) entre produtores, empresas varejistas e grandes consumidores deveriam ser registradas no MAE. A maior parte da energia deveria ser negociada direta e livremente entre os agentes envolvidos. O ONS tinha, como uma das suas atribuições, dar suporte à operação do MAE (FERRAZ, 2006).

No MAE não havia oferta de preços. O ONS calculava um preço que representava o custo marginal do sistema, ou, como foi batizado: preço “spot”. Este mecanismo buscava equilibrar a oferta e demanda de energia. Esse preço deveria balizar os contratos realizados entre as empresas geradoras de energia e as empresas de distribuição (chamadas de varejistas). Esperava-se que a maior parte da energia fosse negociada através de contratos bilaterais. Estes contratos tinham o objetivo de proteger as partes envolvidas, de forma que não ficassem expostas ao risco de possíveis variações acentuadas no preço “spot”.

Os fluxos de energia não cobertos pelos contratos bilaterais deveriam ser liquidados diretamente no MAE e sujeitos à liquidação pelo preço “spot”. A Figura 2.5 ilustra como eram operacionalizados os processos no MAE. Todos os fluxos de energia deveriam ser considerados para os processos de programação da operação, otimização da geração, perdas e cálculo do preço “spot” (GOMES, 1998).

No que se refere à transição entre o modelo anterior e o novo modelo, esta seria realizada através dos chamados contratos iniciais. Estes contratos substituiriam os contratos de suprimento que foram firmados entre geradores e distribuidores de acordo com a Lei nº 8631, de 04/03/1993.

¹⁴ De acordo com a Lei nº 9.648 são consumidores especiais os consumidores com demanda maior que 500 kW, que podem comprar energia de PCHs. Posteriormente ocorreu uma ampliação do conceito de consumidor especial, pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, que possibilitou a estes consumidores compra de energia também de fontes eólica, solar e biomassa. A Lei nº 10.762, de 11/11/2003, ampliou ainda mais o espectro das possíveis aquisições para empreendimentos com potência menor ou igual a 1MW e aqueles com potência instalada menor ou igual a 30MW provenientes das fontes solar, eólica, ou biomassa; o fornecimento pode ser complementado por outras fontes até um máximo de 49% da potência média.

O objetivo foi que os contratos iniciais tivessem duração apenas o suficiente para as empresas se adaptarem ao novo modelo de mercado. De acordo com a Lei nº 9684, de 14/08/1998, os contratos iniciais de 2003 deveriam ter volume igual aos contratos de suprimento de 2001. A partir de 2003 o volume total dos contratos iniciais deveria ser reduzido em 25% por ano, por empresa, até que seriam totalmente extintos em 2006 (DELGADO, 2003).

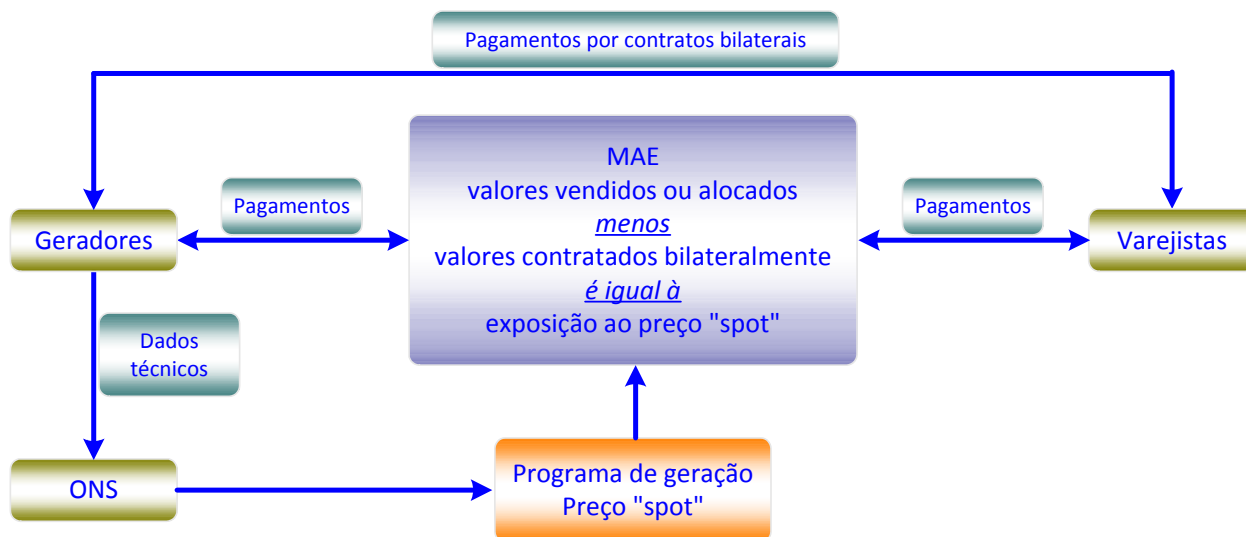


Figura 2.5 - Sistematização do MAE

Fonte: GOMES, 1998 (elaboração própria)

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos e diretrizes traçadas até então para o setor elétrico brasileiro.

Ocorreu um descompasso sem precedentes entre o crescimento da demanda e a expansão da oferta de energia elétrica. O princípio fundamental não foi seguido, ou seja: o total de energia assegurada no SEB deve ser sempre no mínimo igual ao consumo. Desde 1996, como ilustra o gráfico da Figura 2.6, o consumo superou a energia assegurada.

Os investimentos no setor sofreram uma desaceleração em função das propostas liberais de mudanças. Além disto observava-se uma crise, de âmbito internacional, na captação de recursos. As empresas estatais, que até então eram as grandes investidoras na expansão da geração e da transmissão, foram impedidas de contrair empréstimos para desenvolver novos empreendimentos. A idéia é que estas empresas, livres de passivos devido a empréstimos, se tornariam mais atrativas à iniciativa privada (ARAÚJO, 2001).

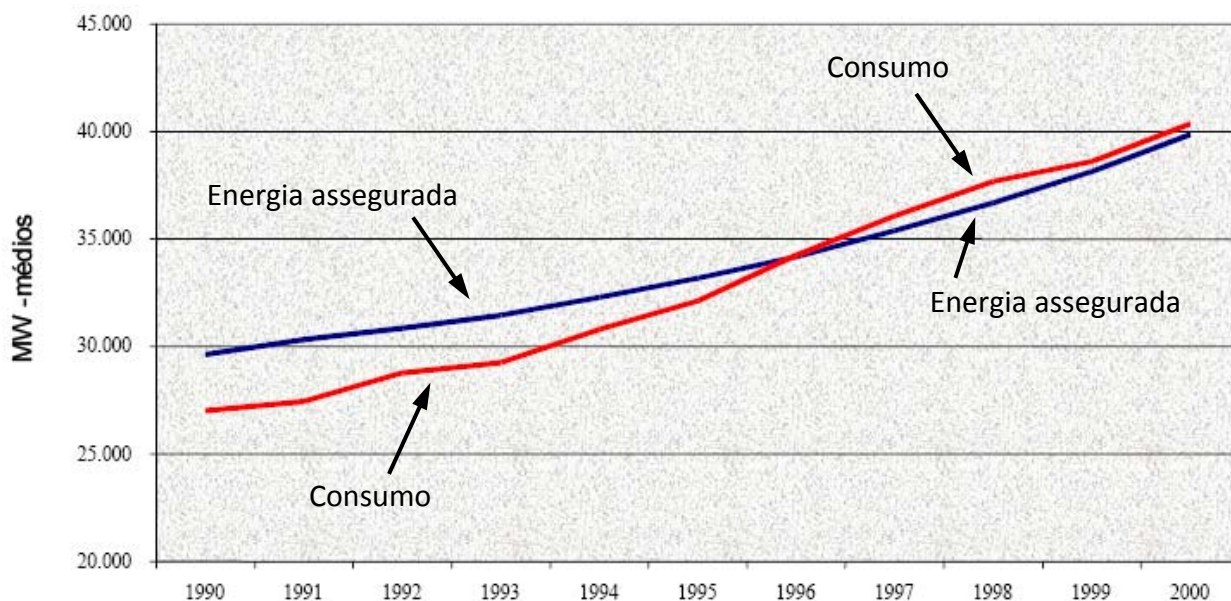


Figura 2.6 - Comportamento da energia assegurada e a carga do sistema elétrico brasileiro

Fonte: CAMPAGNOLO, 2001

O efeito deste processo foi uma queda significativa nos investimentos em capacidade instalada, como pode ser visto no gráfico da Figura 2.7. Desde 1987 até 1999 houve, praticamente, somente decréscimo nos volumes investidos, exceto no período de 1994 a 1997 quando se observa a elevação na relação entre a demanda e a capacidade firme do SEB. Este processo, aliado a pouca atração da iniciativa privada pelo setor, gerou insuficiência de investimentos para atender ao crescimento da demanda. A crise se configurava iminente.

Houve uma tentativa de salvar o sistema da crise com o Programa de Geração Emergencial, em 1999, e o Plano Prioritário de Termelétricas, em 2000. Ambos não lograram êxito em função da ineficácia do governo em articular-se para enfrentar a crise. As entidades envolvidas na questão possuíam opiniões e propósitos não concorrentes, sem dizer que também se havia perdido a coordenação centralizada da Eletrobras.

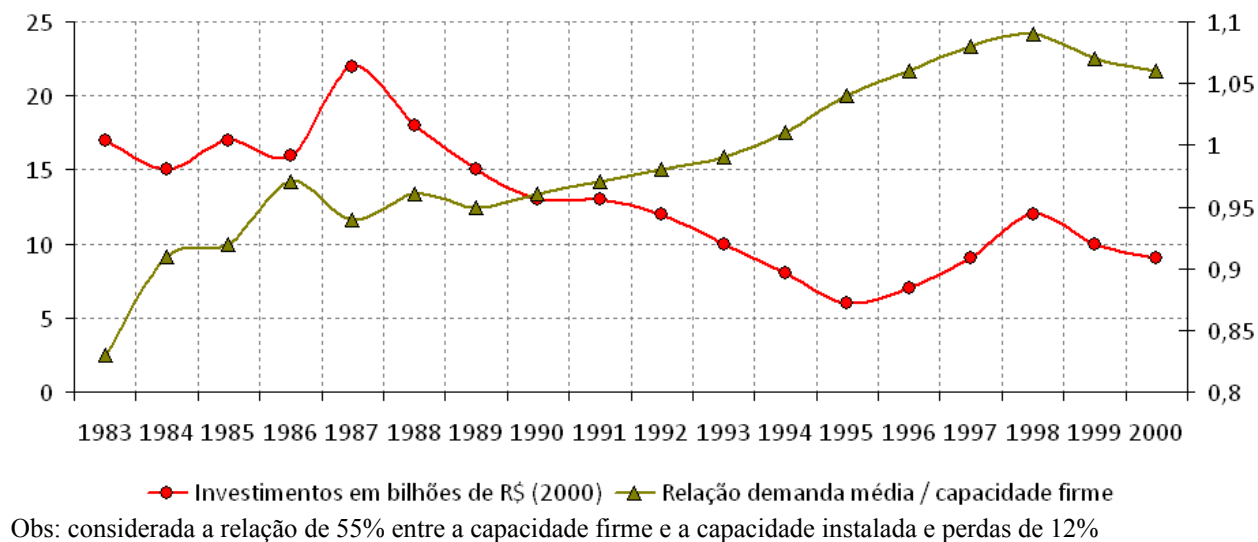


Figura 2.7 – Investimentos e relação demanda/capacidade firme, no SEB

Fonte: ARAÚJO, 2001

O governo não obteve sucesso na implantação de um ambiente adequado para a expansão no setor e tampouco para um mercado livre em que os agentes pudessem confiar.

Outros fatores colaboraram para a eclosão da crise: o fim do planejamento determinativo, o qual de fato já não era tão determinativo assim, uma vez a escassez de recursos para efetivar sua implantação, aliado à falta de coordenação eficiente dos contratos de suprimento, antes exercida pelo GCPS, a burocratização hierárquica da ANEEL e da ANA e, ainda, o surgimento de um sem número de regras e leis incompletas, precárias e conflitantes.

Com o objetivo de evitar conseqüências mais drásticas e uma crise energética ainda pior, foi decretado o racionamento de energia elétrica¹⁵. O período abrangido pelo racionamento foi entre 1º de junho de 2001 e 1º de março de 2002 e a meta foi alcançar uma redução de 20% no consumo de energia elétrica. Este ato levou o governo a ter que explicar à sociedade o que estava ocorrendo, além de ter que apresentar justificativas para as perdas e danos que certamente seriam causados, apesar dos inúmeros casos de dissimulações nos pronunciamentos.

Outra medida do governo foi a criação, em maio de 2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE)¹⁶. Esta tinha como missão a proposição e implementação de medidas emergenciais que compatibilizassem a demanda e a oferta de energia elétrica e, assim, elevar os níveis de segurança do SIN, conseqüentemente prevenindo interrupções de suprimento.

Também foi criada a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, cujo objetivo era comprar energia elétrica de forma emergencial, evitando a necessidade de novos racionamentos.

Comparando os anos de 2001 e 2000, observa-se que o racionamento proporcionou uma diminuição na demanda¹⁷ de 23,1% no segundo semestre de 2001, resultando em uma redução média de 12.692 MW no SIN. Em termos de consumo de energia o resultado foi uma economia de 46.794 GWh, ou seja, de 23,8%, durante o período de racionamento (BARDELIN, 2004).

Houve, então, a elaboração de um programa de recomposição tarifária, devido ao racionamento e as perdas por ele causadas às concessionárias de energia elétrica. Esta recomposição foi, em parte, viabilizada com adiantamento de recursos do BNDES. Estas medidas somaram um custo aproximado de R\$ 20 bilhões (GOLDENBERG, 2003).

Conforme consta claramente em um relatório sobre o sistema hidrotérmico brasileiro (KELMAN, 2001), elaborado por encomenda do próprio governo, o racionamento não teria

¹⁵ Decreto nº 3.818, de 15/05/ 2001.

¹⁶ Medida Provisória nº 2152-2, de 01/06/2001.

¹⁷ Neste caso devemos considerar o significado mais estrito de demanda: quantidade média da potência elétrica instantânea solicitada pelo mercado consumidor, durante um período de tempo especificado.

ocorrido se as obras definidas nos planos decenais da Eletrobras houvessem sido implantadas e, também, não tivesse havido atraso nas obras programadas. Caso tivessem sido cumpridas as diretrizes constantes no Plano Decenal da Eletrobras, a capacidade de armazenamento em maio de 2001 estaria em 73% nos sistemas Sudeste-Nordeste. Com este nível de armazenamento a necessidade de racionamento estaria afastada.

Houve também um descaso com o setor de transmissão de energia elétrica. Os "blackouts" ocorridos em 1999 e 2002 poderiam ter sido evitados. A transferência de energia do Sul para o Sudeste não podia ser explorada ao máximo devido a falta do terceiro circuito entre Foz do Iguaçu e Tijuco Preto¹⁸ o que levou a usina de Itaipu a verter água, no final de 2000 e início de 2001. Este terceiro circuito poderia ter dado suporte ao SIN e ter evitado os "blackouts", além do que, permitiria transmissão de maior quantidade de energia de Itaipu para o Sudeste, possibilitando, assim, gerar menos energia nas hidrelétricas desta região e, conseqüentemente, permitir uma menor degradação nos níveis de armazenamento dos reservatórios localizados nesta região. Haveria, também, a possibilidade de se importar energia da Argentina, mas ainda devido à ausência da linha citada anteriormente, também não foi possível adotar esta estratégia (SAUER, 2002).

Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico¹⁹, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro com o objetivo de lograr melhorias e adequação, corrigindo o que não apresentava funcionalidade satisfatória e propondo aperfeiçoamentos.

Neste comitê, além de técnicos e assessores, tiveram participação o BNDES (coordenação), MME, Ministério da Fazenda e Advocacia Geral da União. Foram definidas 33 medidas com foco em várias linhas de ação. Muitas medidas foram implantadas e outras não, em função de mudança de governo e mesmo de alterações ocorridas intrinsecamente ao próprio setor elétrico

¹⁸ Atualmente o sistema de transmissão que transporta a energia de Itaipu (pertencente à Furnas) para a região Sudeste é constituído de três circuitos de 765 kV em corrente alternada entre Foz do Iguaçu e Tijuco Preto e por quatro circuitos de 600kV em corrente contínua entre Foz do Iguaçu e Ibiúna. Entre Foz do Iguaçu e Itaipu existem quatro linhas de 500 kV para a parte de 60Hz da usina e quatro linhas de 500 kV para a parte de 50 Hz .

¹⁹ Resolução nº 18, de Junho de 2001, emitida pela CGCE.

brasileiro. Destacam-se algumas destas medidas: aperfeiçoamento no despacho de energia, com a inclusão do método de aversão ao risco; melhorias no processo de formação de preço da energia no mercado “spot”; fomento às fontes renováveis alternativas de energia; e supervisão das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica pelo MME.

Foram também criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). O papel do CNPE é: (i) assessorar a Presidência da República no que se refere às políticas e diretrizes energéticas; (ii) definir a matriz energética, considerando as fontes convencionais, alternativas e as tecnologias disponíveis; (iii) estabelecer as diretrizes para programas específicos, tais como os que envolvem o uso do álcool, gás natural, de biomassa, do carvão e da energia termonuclear; (iv) delinear diretrizes para a exportação e importação de energia; e (v) assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do país. O CCPE substituiu o GCPS na suas funções, ou seja, tinha a responsabilidade de realizar o planejamento indicativo da geração e determinativo da transmissão.

Com o objetivo de aumentar a participação, na produção de energia elétrica, de empreendimentos concebidos com base nas fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), foi criado, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

A Figura 2.8 apresenta um panorama da configuração do planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro no que se convencionou denominar modelo “liberalizante”.

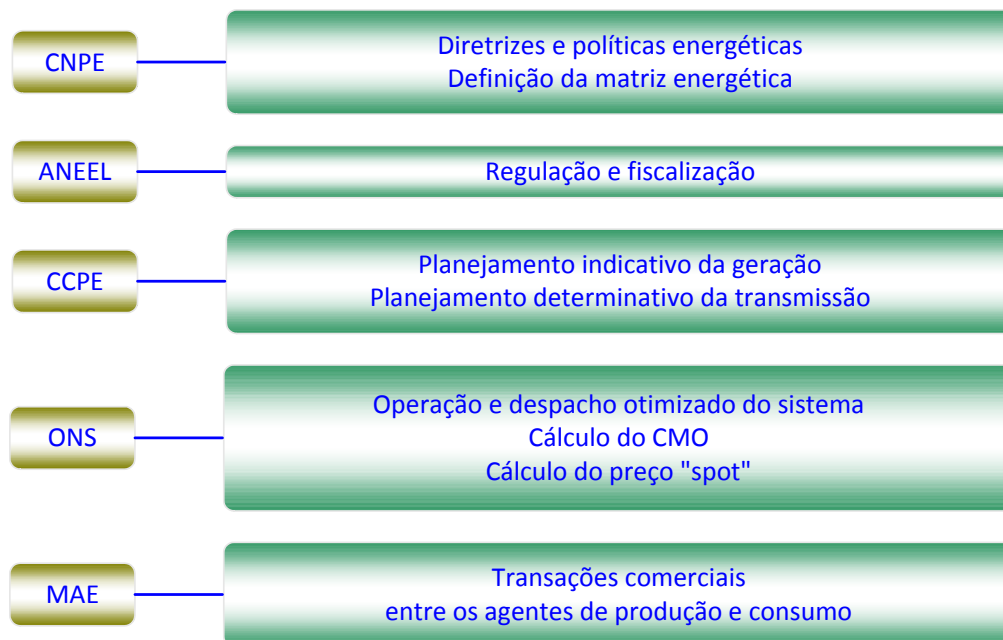


Figura 2.8 - O planejamento no setor elétrico brasileiro no modelo “liberalizante”

Fonte: JUHAS, 2006 (elaboração própria)

2.1.3. O modelo atual

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, sustentado pelas Leis nºs 10.847 e 10.848, de 15/03/2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30/06/2004.

Em termos institucionais, o novo modelo constituiu os seguintes novos organismos:

- A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Decreto nº 5.177, de 12/08/2004), substituindo o MAE, com as funções principais de administrar e tratar de toda contabilidade de dois ambientes de contratação de energia elétrica, um regulado e outro livre, detalhados mais à frente neste capítulo;
- O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (Decreto nº 5.175, de 09/08/2004), cuja missão é: avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica,

acompanhar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações que reflitam dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados; e

- A Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Lei nº 10.847, 15/03/2004 e Decreto nº 5.184, de 16/08/2004), que veio substituir o CCPE. Esta empresa é responsável pelo planejamento do setor elétrico de médio e longo prazo, produzindo os estudos necessários para a elaboração dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica. Tem ainda a função de prestação de serviços na área de estudos e pesquisas, com o objetivo de subsidiar o planejamento do setor energético. Neste estão englobados a energia elétrica, o petróleo e seus derivados, gás natural, carvão mineral e fontes energéticas renováveis. As atribuições e responsabilidades da EPE, de acordo com a lei que autorizou sua criação, são elencadas no Anexo B.

A Figura 2.9 apresenta o diagrama de relações entre as instituições neste chamado “novo modelo”.

O modelo prevê o MME como responsável pelos estudos de planejamento, os quais são delegados à EPE para elaboração, cabendo à ANEEL à incumbência pela realização dos leilões, os quais são operacionalizados pela CCEE.

Nota-se, entretanto, certo descompasso dentre o planejado e o executado em função de fatores endógenos e exógenos ao processo. As dificuldades, detalhadas no Capítulo 3, vão desde questões relacionadas ao meio ambiente até problemas de ordem tecnológica e econômica.

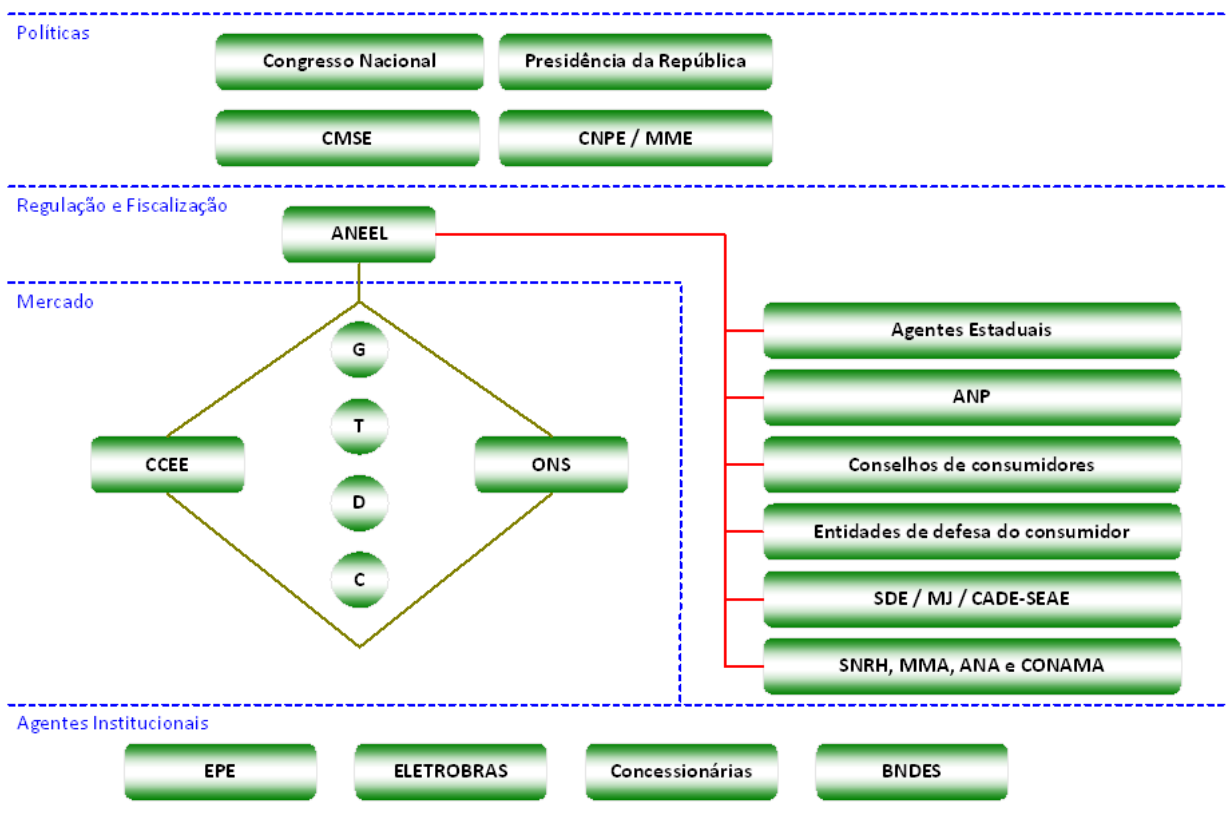


Figura 2.9 - Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro a partir de 2004

Fonte: ANEEL, 2008 (elaboração própria)

O novo modelo do setor elétrico tem como principais esteios, na sua concepção:

- A segurança do suprimento de energia elétrica;
- A modicidade tarifária;
- A estabilidade do marco regulatório; e
- A inserção social por meio da universalização no acesso à energia elétrica.

Concernente à segurança, o destaque é a exigência da contratação de 100% da energia requerida pelo mercado de cada distribuidora ou consumidor livre. Foi concebido, também, um novo método para cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem um equilíbrio mais igualitário entre garantia e custo

de suprimento. Esta adequação vai ao encontro de um dos fundamentos da reforma, que é o permanente monitoramento da continuidade e da segurança de suprimento, com o objetivo de apontar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda. A segurança, entretanto, pode vir a ser comprometida em função de fatores que são discutidos no transcórre deste trabalho.

No que se refere à modicidade tarifária, o modelo requer que as distribuidoras adquiram a energia elétrica somente no ambiente regulado e por intermédio de leilões, sempre observando o critério de menor tarifa. O intuito é reduzir o custo de aquisição da energia elétrica, cujo benefício é repassado para a tarifa dos consumidores cativos²⁰.

O objetivo da inserção social se dá através da criação de condições que possam viabilizar a disponibilização dos benefícios da eletricidade aos cidadãos que não tenham acesso a este serviço. O modelo prevê ainda subsídios para os consumidores de baixa renda, de forma que estes possam arcar com as despesas da aquisição de energia elétrica.

2.2. O planejamento da expansão da geração e da transmissão no novo modelo do SEB

Os estudos realizados sob uma ótica estratégica levam à elaboração de um plano de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica com horizonte de longo prazo. Estes estudos apresentam tendências estruturantes, visando adequar a expansão ao ritmo do crescimento econômico, de uma forma sustentável. A atualização deste planejamento é realizada a cada quatro anos.

Os estudos realizados sob uma ótica tática resultam em um planejamento de horizonte de médio prazo, referenciado aos estudos de longo prazo. Este planejamento tem sua atualização realizada anualmente.

²⁰ O consumidor cativo é aquele que adquire energia de concessionária ou permissionária a cuja rede esteja conectado, sujeitando-se a tarifas regulamentadas. Os custos da transmissão e distribuição, assim como encargos setoriais, estão incluídos na tarifa de energia.

Como produto dos estudos de longo prazo se obtém informações utilizadas na elaboração do Plano Nacional de Energia (PNE). Os estudos de médio prazo resultam no Plano Decenal da Expansão (PDE).

O monitoramento das condições de atendimento previstas no planejamento da expansão tem um horizonte de cinco anos e passa por atualizações a cada seis meses. É realizado pelo Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Os estudos de longo e médio prazo de expansão da geração e da transmissão são elaborados pela EPE, para o MME, que é o responsável pela aprovação e publicação destes estudos.

2.2.1. O Plano Nacional de Energia (PNE)

O PNE tem horizonte de longo prazo (20 a 30 anos) e tem como objetivo principal estabelecer uma fundamentação sobre a qual seja possível construir alternativas de expansão do setor de energia no horizonte do plano. É constituído por intermédio de séries de estudos os quais visam oferecer bases para a articulação de políticas energéticas orientadas sob uma ótica de integração dos recursos disponíveis. A partir de cenários macroeconômicos, que no caso do PNE 2030 são três, o processo de elaboração divide-se em estudos de demanda e de oferta de energia. A cada uma destas etapas corresponde um módulo, ou seja, o módulo macro econômico, o módulo da demanda e o módulo da oferta, respectivamente.

A ferramenta utilizada nestes estudos para se projetar o crescimento da demanda e das emissões de CO₂ provenientes da utilização de energéticos é o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE), que é um modelo do tipo técnico-econômico. O MIPE é adequado para realização de estudos de médio e longo prazo, aplicando-se ao caso do PNE (EPE, 2009). Uma das suas características, que balizou sua escolha para esta finalidade, é o fato de permitir uma desagregação setorial bastante detalhada no processo de estabelecimento das estimativas.

No módulo macroeconômico do modelo é onde são definidas as variáveis dos cenários e a repartição do PIB entre os setores da economia. Os resultados advindos do módulo macroeconômico são: PIB anual, valor adicionado da indústria, agropecuária e de serviços; evolução da população urbana e rural, PIB per capita e número de domicílios atendidos por ano.

A atividade de prospecção do crescimento da demanda de energia passa necessariamente pela análise do crescimento econômico do país. A maneira como isto é realizado no planejamento da expansão no Brasil é por meio da aplicação da técnica de cenários, a qual se mostra a mais apropriada para estudos desta natureza, no horizonte de tempo do PNE. É importante destacar que se espera, por intermédio da evolução tecnológica e como resultado de programas de conservação de energia, uma diminuição na medida de intensidade energética²¹; isto é considerado no PNE.

O objetivo da técnica de cenários não é obter com precisão o estado futuro do conjunto escolhido de variáveis, mas sim identificar as trajetórias mais prováveis que estas variáveis podem percorrer. O conhecimento destas possíveis trajetórias permite respostas mais rápidas e eficazes, de forma a minimizar ou evitar impactos não desejados. Esta técnica é uma forma de poder antecipar-se por meio de ações com base em um conjunto de incertezas (econômicas, financeiras, ambientais e energéticas), ou seja, variáveis relacionadas ao setor energético e suas inter-relações. No PNE são considerados três cenários mundiais, denominados: Mundo Uno, Arquipélago e Ilha.

A formulação dos cenários nacionais foi baseada em uma clássica ferramenta, muito utilizada no planejamento estratégico empresarial: a análise SWOT²². Foram consideradas as forças e fraquezas que o Brasil apresenta frente aos três cenários mundiais adotados.

²¹ Intensidade energética é um indicador que aponta a quantidade de energia utilizada para produzir uma unidade de valor adicionado, refletindo, simultaneamente, a idéia da eficiência com que a energia é utilizada.

²² Sua criação é atribuída a dois professores da Harvard Business School: Kenneth Andrews e Roland Christensen. O termo SWOT é uma sigla oriunda do idioma inglês, e é um acrônimo de Forças (Strengths), Fraquezas (Weaknesses), Oportunidades (Opportunities) e Ameaças (Threats).

A combinação dos três cenários mundiais com os quatro cenários nacionais adotados (A, B1, B2 e C) formou uma matriz de relacionamento que pode ser visualizada na Figura 2.10. Esta figura também mostra as taxas de crescimento do PIB assumidas nos sete cenários.

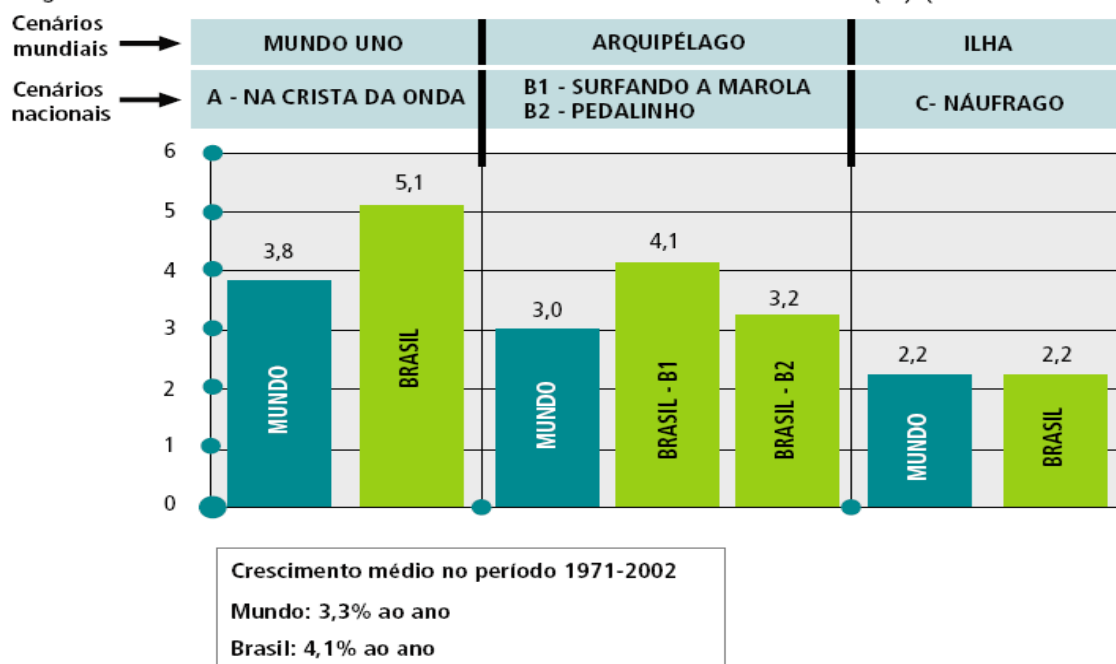


Figura 2.10 Taxas de crescimento do PIB, em %, no período 2005-2030, nos cenários mundiais e nacionais adotados no PNE 2030

Fonte: PNE 2030, 2007

Estes cenários e premissas sobre os usos da energia, indicadores de consumo, substituição de energéticos, evolução da frota veicular e evoluções tecnológicas são dados de entrada para o modelo MIPE, que projeta a demanda de energia e as emissões de CO₂ oriundas da utilização da energia.

As projeções, desagregadas por subsetor e/ou uso final, são consolidadas, tendo como saída a demanda final de energia por fonte e por setor. Estas projeções são, ainda, consideradas preliminares e são submetidas a parâmetros de controle, resultando, então, nas projeções finais de

consumo. Os parâmetros de controle utilizados são: elasticidade-renda do consumo de energia e de eletricidade, intensidade energética e elétrica e consumo *per capita* de energia e eletricidade.

Os módulos de otimização MELP e MESSAGE são empregados na determinação de novos blocos de geração e transmissão e na oferta dos demais energéticos da matriz energética nacional, respectivamente. Ambos utilizam programação linear. Novas refinarias de petróleo são definidas com o auxílio do modelo M-REF.

Há ainda uma interação entre os modelos MELP e M-REF, de um lado, e o modelo MESSAGE, do outro, conforme indicado na Figura 2.11. Esta figura resume o processo de planejamento de longo prazo do setor energético.

2.2.2. O Plano Decenal da Expansão (PDE)

O PDE define um cenário de referência para implantação de novos empreendimentos na infraestrutura de oferta de energia. Estes empreendimentos são aqueles necessários para responder ao crescimento da demanda de energia atendendo a critérios de segurança, aspectos sociais e ambientais, e minimização de custos no que se refere aos investimentos e O&M. O horizonte deste plano é de dez anos e, via de regra, é revisado anualmente. Estas revisões visam ajustar as projeções de crescimento da demanda assim como permitir a reavaliação da viabilidade dos empreendimentos e, se necessário, incluir novos projetos.

O PDE busca uma visão integrada entre o crescimento da demanda e a expansão da oferta dos recursos energéticos. Fundamentado em um cenário de referência, sinaliza e orienta as opções dos agentes do setor de energia, buscando garantir uma expansão da oferta de forma equilibrada com a demanda.

Para o caso mais específico do setor elétrico, o PDE tem como função nortear os mecanismos inerentes a este setor, de forma que a expansão se processe dentro dos parâmetros gerais desejados, ou seja, qualidade, confiabilidade e viabilidade. Para que seja possível

concretizar as propostas contidas no plano foram estabelecidos mecanismos específicos. Dentre os principais mecanismos pode-se citar: os leilões de energia nova e de reserva, a expansão da rede de transmissão, os estudos de viabilidade dos empreendimentos do setor e os estudos de inventário.

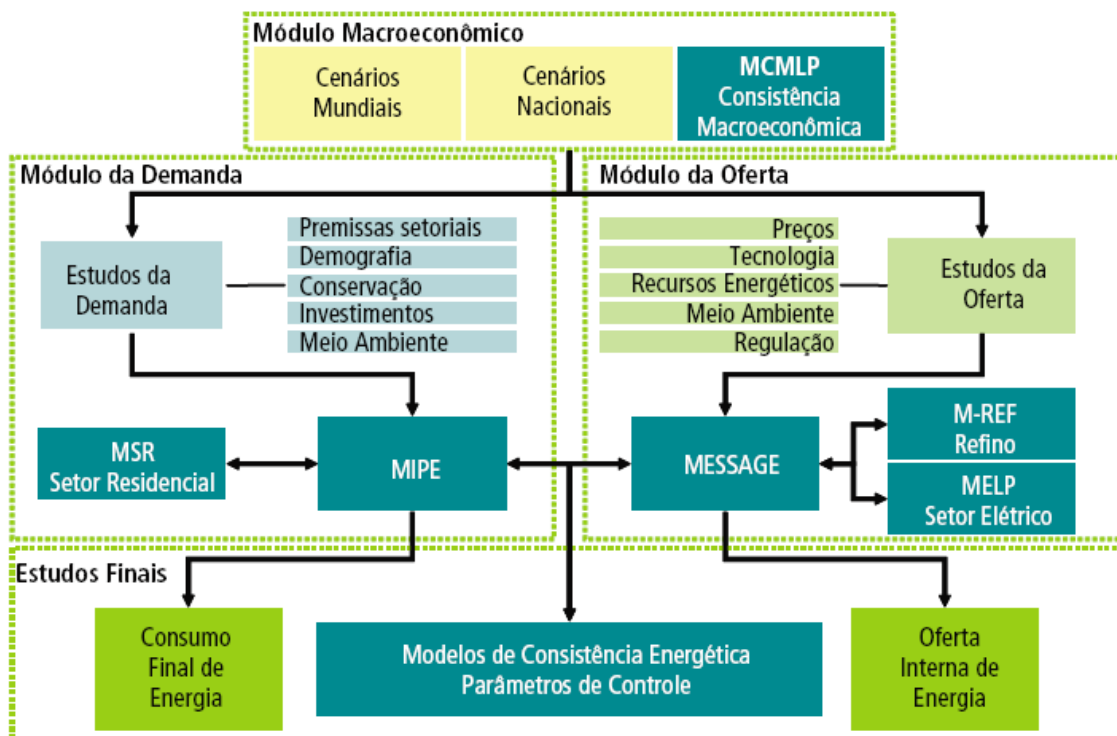


Figura 2.11 - Representação do processo de planejamento de longo prazo do setor energético –

PNE

Fonte: PNE 2030, 2007

É importante salientar as observações, citadas no PDE, sobre o mercado de energia elétrica e seu dinamismo que, em função dos inúmeros elementos influenciadores de ordem conjuntural e estrutural e de natureza distinta, possui um comportamento de complexa previsão. Este comportamento influencia os principais indicadores utilizados como referência, como por exemplo, a elasticidade-renda da demanda de energia elétrica. Destarte o crescimento do

consumo de energia elétrica vir acompanhando o crescimento do PIB, esta correlação tende a ser cada vez menor.

De fato, no período compreendido entre 1970 e 2005 a média do valor da elasticidade-renda foi de 1,67, atingindo, na década de 1980, o máximo de 3,75. Já no intervalo 2000-2005 a média foi de 1,03. Esta diminuição não é novidade, pois, é característica do processo de desenvolvimento dos países em ascensão econômica. Entretanto, segundo consta no próprio documento, ainda é prematuro fazer uma avaliação quantitativa desta propensão de diminuição.

A Figura 2.12 ilustra, de forma geral e simplificada, o processo relacionado aos estudos de projeção do consumo de energia com horizonte de dez anos, tomando como base as premissas macroeconômicas estudadas no PNE, as quais incluem a perspectiva de cenários de crescimento econômico mundial e nacional. São também consideradas premissas setoriais que contemplam características dos segmentos sociais e setores da economia, assim como a dinâmica destes. Partindo-se destas premissas e cenários, são realizadas simulações com o objetivo de obter a demanda futura de energia desagregada por setor ou segmento e individualizada para cada fonte considerada. São utilizadas abordagens complementares que, de forma simultânea, são aplicadas por meio de interações até que se obtenha a convergência do processo.

São utilizadas tanto abordagens do tipo *top-down* como do tipo *bottom-up*. A primeira destas abordagens parte de modelos agregados de demanda em função de macro variáveis, tais como PIB e população. Na segunda abordagem, os modelos utilizam representações desagregadas das inter-relações entre o sistema energético e o econômico, partindo dos usos finais da energia nos diversos setores da economia. Obtém-se, desta forma, a projeção do consumo de energia desagregada por fonte e por setor. Estas projeções servem de entrada para a análise das possibilidades de expansão energética. No que diz respeito à oferta de energia elétrica, o fluxograma que representa o modelo de estudos adotado no PDE está ilustrado na Figura 2.13.

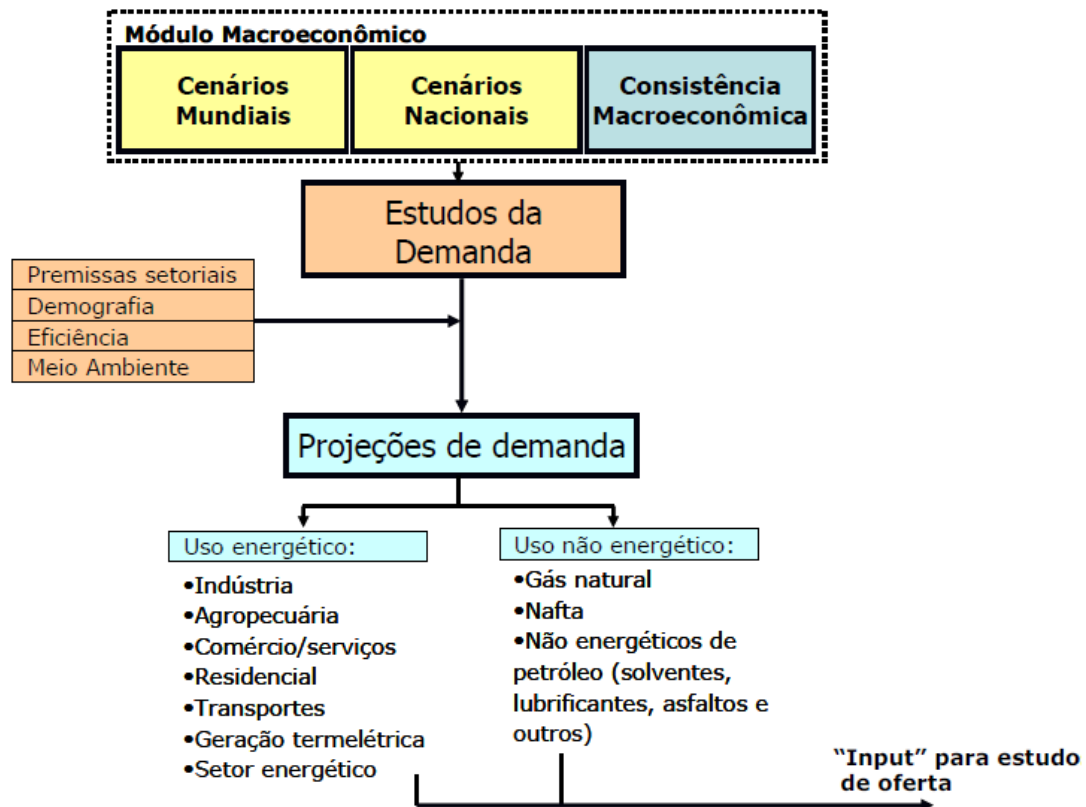


Figura 2.12 - Fluxograma geral dos estudos de demanda de energia no PDE

Fonte: PDE 2020

Em uma etapa inicial, são estabelecidos os cenários de expansão relacionados às fontes de geração e sistemas de transmissão associados. Nesta etapa são enfatizadas as necessidades de interligações entre os subsistemas e os principais reforços que os sistemas receptores requerem. Por meio da análise de comportamento do balanço energético entre geração e consumo e dos intercâmbios entre os subsistemas, é possível delinear, ainda de forma inicial, as usinas e troncos de transmissão que se mostram necessários serem acrescentados ao sistema existente. Ainda nesta etapa são, também, incluídas as condicionantes de ordem social e ambiental, visando viabilizar a expansão da geração e da transmissão, também sob estas perspectivas.

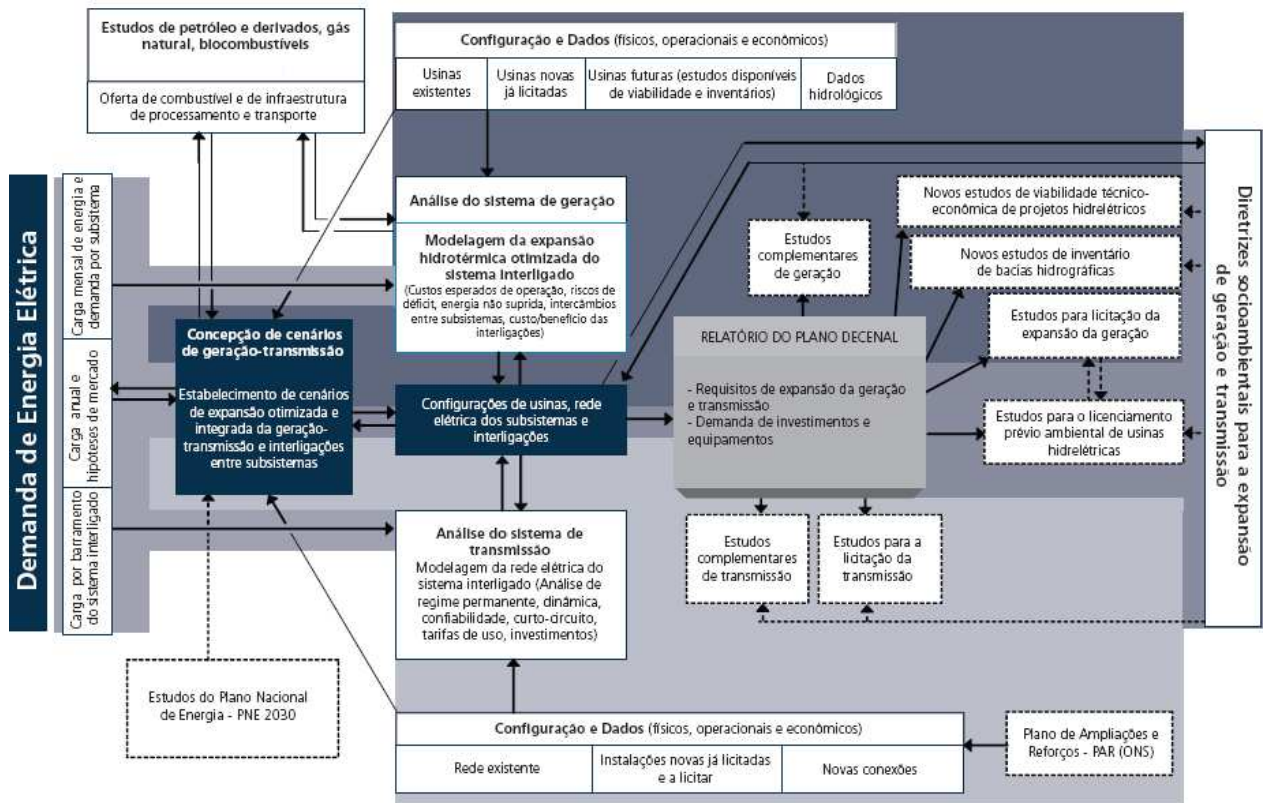


Figura 2.13 - Fluxograma geral dos estudos associados à oferta de energia elétrica no PDE

Fonte: PDE 2017

A partir de alternativas de geração e transmissão previamente determinadas, é realizada uma avaliação mais detalhada sob os aspectos energético (geração), elétrico (transmissão) e socioambiental. Os estudos energéticos permitem realizar um ajuste nos cronogramas de implantação dos projetos de geração, de maneira que os critérios de “máximo risco de déficit” e de “Custo Marginal de Operação (CMO) igual ao Custo Marginal de Expansão (CME)”²³, sejam atendidos.

²³ Caso o CME seja menor de que o valor esperado do CMO torna-se mais vantajoso construir mais usinas do que atender ao sistema com o parque gerador existente. O sistema, desta forma, estaria com um parque gerador menor do que o parque ótimo para atender sua demanda. Da mesma maneira, se o CME for maior do que o valor esperado do CMO então o sistema está com um parque gerador maior do que o ideal para atender sua demanda. Assim sendo, o sistema só estará sendo atendido por um parque gerador de porte adequado se o CME for igual ao CMO.

A partir do histórico de vazões e de séries sintéticas de energias afluentes, são realizadas simulações da operação e expansão de forma a se obter a otimização do sistema hidrotérmico. Deste processo obtêm-se: o risco de déficit²⁴, o valor esperado da energia não suprida, os custos de operação, os valores de despacho de geração e os intercâmbios previstos entre os subsistemas. Cabe salientar que, nesta etapa, há uma interação entre os estudos relacionados à geração e à transmissão, com foco nos seguintes aspectos: limites de intercâmbio e relação custo/benefício da expansão das interligações.

No que se refere aos estudos da transmissão, na medida em que são definidas as alternativas de geração são também estipuladas as expansões correspondentes na transmissão, utilizando-se valores referenciais de intercâmbios. Também são realizados estudos socioambientais nesta etapa. A análise de desempenho da rede de transmissão, do ponto de vista elétrico, é efetuada por intermédio de estudos de regime permanente e simulação de contingências. São também realizados estudos de regime dinâmico, ou seja, de estabilidade eletromecânica e de curto-circuito, para se avaliar o comportamento do sistema sob esta ótica. A evolução da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) também é analisada concomitantemente.

A partir de recomendações oriundas do PDE são realizadas outras análises, que permitem subsidiar os processos licitatórios da expansão. Estas análises focam na habilitação técnica dos projetos e sua viabilidade econômica e ambiental, que incluem estudos de licenciamento ambiental prévio para as UHEs, estudos de inventário das bacias hidrográficas e estudos de viabilidade de novas usinas.

2.3. O planejamento da operação

Os estudos de planejamento da operação, que se estendem até um horizonte de 5 anos, são de responsabilidade do ONS e incluem o planejamento da operação energética e elétrica. Os

²⁴ Risco de déficit : relação entre o número de históricos de vazões que não atendem aos requisitos de mercado em um dado ano e o total de séries de vazões avaliadas. O risco de déficit de 5% tem sido adotado no setor elétrico brasileiro há décadas.

principais resultados são editados em um relatório executivo denominado Plano Anual da Operação Energética – PEN.

Os estudos de planejamento da operação dividem-se em duas frentes de avaliação: de curto e de médio prazo.

O estudo de curto prazo, com horizonte de dois anos, não permite a incorporação ou antecipação de novos empreendimentos e a segurança no atendimento da carga prevista é analisada só considerando os níveis de armazenamento dos reservatórios e as aflúncias. Dentre as estratégias de operação que permitem aumentar a segurança operativa neste horizonte pode-se citar: otimização dos intercâmbios entre os subsistemas e despacho de geração térmica acima daquela prevista considerando a ordem de mérito econômico²⁵.

A avaliação de médio prazo foca os três anos subsequentes e, nesta condição, são consideradas as alternativas de expansão da geração e/ou transmissão (Plano de Ampliação e Reforços – PAR), sempre com o objetivo prioritário de melhorar a segurança do atendimento. Esta análise possibilita ao ONS propor a antecipação de projetos, caso situações desfavoráveis de suprimento sejam identificadas durante o processo. Um exemplo de tais situações é a aceleração no crescimento do mercado de energia elétrica.

Existe uma inconsistência entre os mecanismos de segurança estabelecidos para o planejamento da operação e aqueles adotados no planejamento da expansão. Esta questão é tratada com mais detalhes no Capítulo 3.

A Figura 2.14 apresenta o diagrama funcional simplificado dos estudos de planejamento da operação, mostrando as principais etapas que constituem este processo.

²⁵ Ordem de mérito econômico: se promove o despacho das fontes em ordem crescente de custo unitário de operação, ou seja, o ingresso de nova geração se dá tomando aquela de menor custo operacional do “estoque” de alternativas.

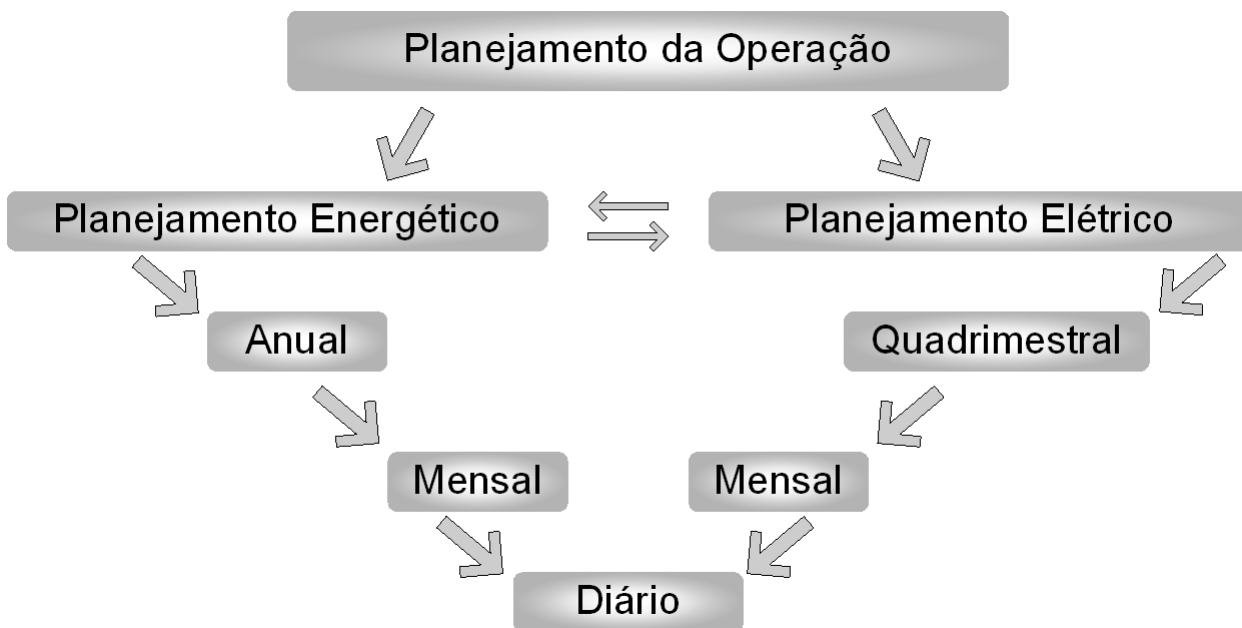


Figura 2.14 - Diagrama funcional do planejamento da operação do SIN

Fonte: ONS (elaboração própria)

2.3.1. O planejamento da operação energética

Poder-se-ia garantir a total segurança do suprimento mantendo os níveis de armazenamento dos reservatórios o mais elevado possível e gerar energia a partir de outras fontes de forma a proporcionar a manutenção destes níveis, por exemplo, através de usinas termelétricas (UTES) baseadas em combustíveis fósseis. O problema é que, neste caso, o custo da energia seria bastante elevado, pois o custo de geração destas últimas é significativamente mais elevado do que o das hidrelétricas. Assim, de forma a propiciar um equilíbrio entre segurança e economicidade é preciso encontrar um ponto ótimo onde se mantêm a segurança de suprimento e o menor custo de despacho de geração.

A Figura 2.15 traz uma ilustração didática sobre o *trade off* ao qual se está submetido quando se busca determinar os valores ótimos de despacho hidráulico e térmico. Este *trade off* consiste, basicamente, na decisão de se gerar a partir da hidreletricidade, ou da termelétricidade, considerando as consequências futuras desta decisão. Gerar a partir das usinas hidrelétricas

(UHEs) pode ser mais vantajoso no presente, do ponto de vista econômico, mas pode levar a um déficit de energia no futuro caso as condições hidrológicas se tornem desfavoráveis, o que representaria um custo futuro elevado. Por outro lado, gerar a partir de UTEs para economizar água pode ser caro no presente e levar à necessidade de vertimento no futuro caso a hidráulicidade seja positiva. Neste caso o custo futuro da água seria baixo.

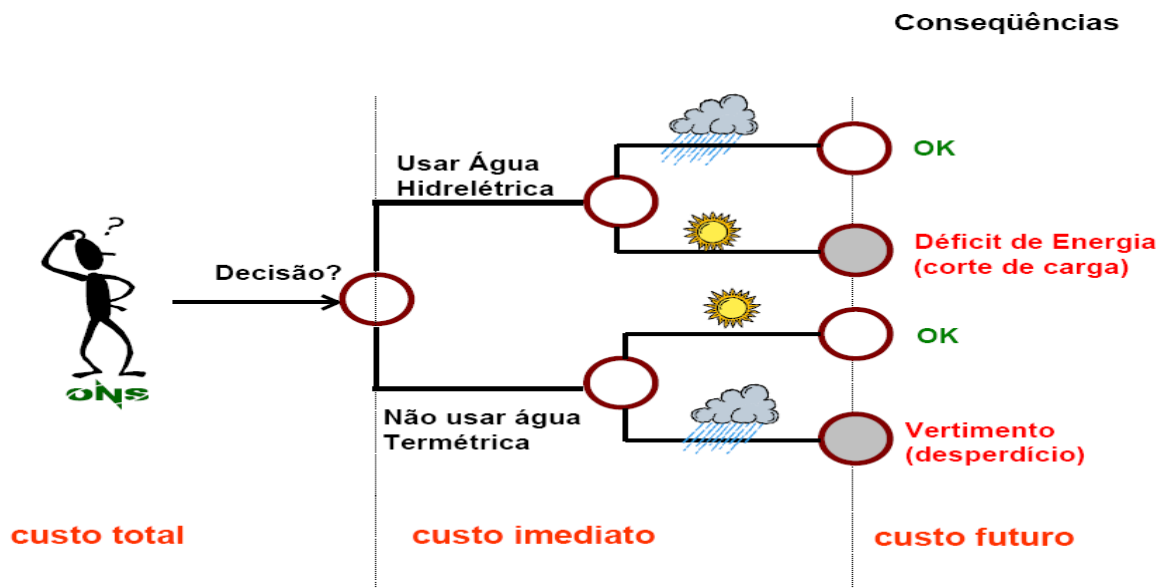


Figura 2.15 - Representação do processo decisório entre uso de geração hidráulica ou térmica

Fonte: MACHADO, 2007

A Figura 2.16 ilustra graficamente o processo de obtenção do valor de armazenamento hidráulico que representa custo mínimo total, aquele que otimiza a operação do SIN, considerando o custo imediato e o custo futuro. O despacho ótimo considera diversas variáveis, a saber: condições hidrológicas, demanda de energia, preços dos combustíveis utilizados para geração térmica, custo de déficit, entrada de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.

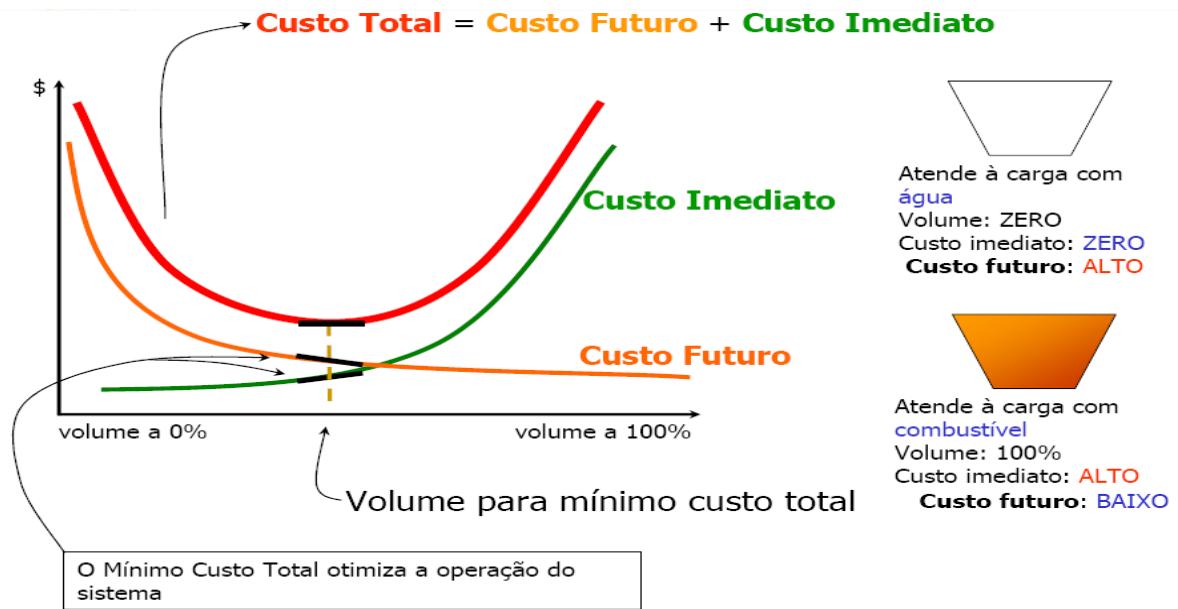


Figura 2.16 - Minimização do custo total da operação do sistema hidro-térmico brasileiro

Fonte : MACHADO, 2007

O planejamento da operação energética tem por objetivo principal garantir a segurança no suprimento de energia elétrica, determinando para cada período de estudo as metas de despacho de geração das usinas, considerando a premissa do menor custo possível e o máximo risco de déficit aceitável, no caso 5 %. Este planejamento também visa comunicar diretrizes aos agentes, ao MME, à ANEEL e à sociedade. Nesta etapa do planejamento da operação se faz uso da cadeia de modelos NEWAVE, NEWDESP e DECOMP.

O NEWAVE é um modelo de otimização utilizado para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal. Seu objetivo é balizar a estratégia de geração hidráulica e térmica de maneira a minimizar o custo de operação no período de planejamento considerado. Um dos principais resultados oriundos desse modelo é constituído pelas funções de custo futuro. Estas funções traduzem para os modelos das etapas subseqüentes (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios no custo da geração de energia (MACHADO, 2007).

O NEWDESP é um programa que tem como objetivo permitir a consulta às funções de custo futuro geradas pelo NEWAVE. Os resultados da execução do NEWDESP originam-se de dois modos de execução: modo consulta e modo despacho.

No modo consulta obtêm-se os valores da água para o mês em estudo e para cada subsistema (nota-se aqui o horizonte de curto prazo). Este modo de execução baseia-se nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas.

No modo despacho obtêm-se os valores de despacho ótimo da geração hidráulica e térmica. Estes valores são discretizados por submercado, ou seja, são valores de geração equivalente para cada subsistema. Para determinar estes valores o NEWDESP baseia-se nos valores de energia armazenada no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes.

O DECOMP tem como objetivo a determinação dos valores de despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimize o custo de operação considerando o período planejado. O modelo trabalha com um horizonte de até 12 meses e é discretizado em base semanal. O parque gerador neste modelo é individualizado por usina e por submercado. São determinadas as vazões previstas e o caráter aleatório das vazões do restante do período é representado através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões). Os dados de entrada para este modelo são: carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e funções de custo futuro, advindas do NEWAVE. Os principais resultados da aplicação do modelo são os despachos de geração, discretizados por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os CMOs para cada estágio, por patamar de carga.

A curva bianual de segurança, também chamada de "curva de aversão ao risco", ou simplesmente CAR, representa graficamente a evolução dos requisitos mínimos de armazenamento de energia ao longo de um determinado período (no caso dois anos), necessários ao pleno atendimento da carga. As hipóteses pré-definidas são: aflúências, sazonalidade, intercâmbios entre subsistemas, geração térmica e carga.

A observação das restrições da CAR objetiva garantir um nível mínimo de armazenamento nos reservatórios dos subsistemas ao final de cada período em questão, de forma que o mercado possa ser atendido com segurança nos anos subsequentes. São traçadas curvas para cada subsistema do SIN (Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste) e estas são utilizadas como referência no que diz respeito à manutenção nos níveis de armazenamento. Em outras palavras, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos de forma a garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios.

A Figura 2.17 apresenta a CAR do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o período 2008/2009, com destaque para os níveis de segurança ao final dos períodos secos e úmidos, bem como no início e término de cada ano.

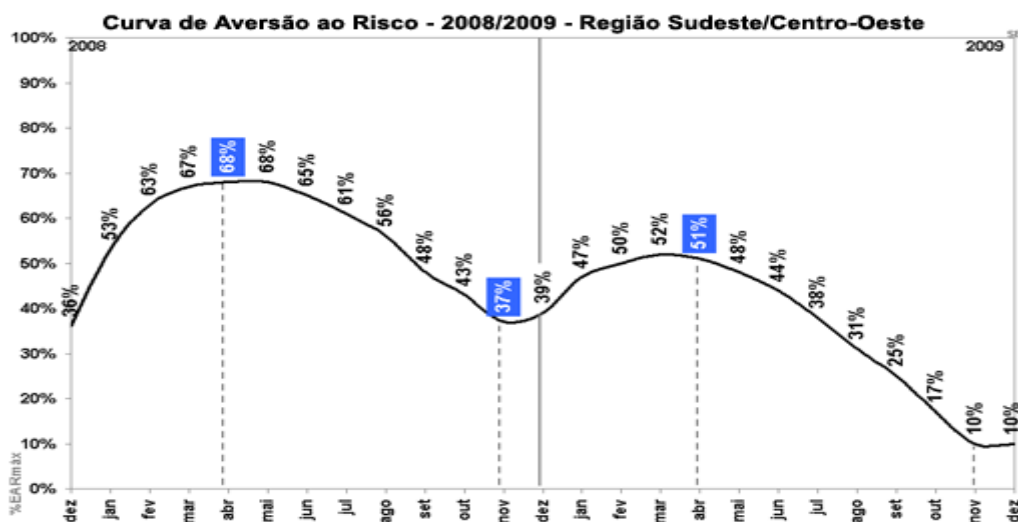


Figura 2.17 - CAR da Região Sudeste / Centro Oeste para o período 2008/2009

Fonte: ONS

A CAR é fruto da Resolução nº 109, de 24/01/2002, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Esta resolução também estabeleceu diretrizes e critérios para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica constantes nos Programas Mensais de

Operação (PMO) realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Os níveis verificados de armazenamento, dados em percentual da Energia Armazenada Máxima (% EAR máx), são estabelecidos por resoluções da ANEEL; por exemplo, as CARs correspondentes ao período 2008-2009, uma delas apresentada na Figura 2.17, foram estabelecidas pela Resolução nº 296, de 18/12/2007. A revisão anual da CAR tem uma característica marcadamente sazonal e pode levar, a cada atualização, à elevação dos requisitos de armazenamento dos subsistemas. Essa elevação será inversamente proporcional à variação da oferta de energia, ou seja, será tão mais acentuada quanto menor for o aumento da oferta de geração no período correspondente de cálculo da CAR. Cabe ressaltar que a CAR pode ser revista a qualquer momento em que se justifique por ocorrência de fatos que comprometam o atendimento pleno da carga e a capacidade de recuperação dos reservatórios no período analisado.

Em meados de 2008 o ONS propôs e a ANEEL aprovou, por intermédio da Resolução nº 351, de 17/02/2009, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCPs), baseados em níveis meta. Os POCPs visam proteger o SIN da violação dos níveis de armazenamento (nível-meta) dos reservatórios das UHEs previamente estabelecidos pelo CMSE. Estes níveis mínimos são determinados mês a mês, para o final do período seco, que ocorre de abril a novembro, de forma que se possa garantir estoques de segurança nos reservatórios e o atendimento à demanda no ano seguinte, mesmo na hipótese de repetição da pior escassez do histórico. Além disto, os POCPs subsidiam a decisão de despacho termelétrico, fora da ordem de mérito, com vistas ao aumento da segurança energética do SIN, com o objetivo de proporcionar maior previsibilidade e reprodutibilidade no despacho.

2.3.2. O planejamento da operação elétrica

O planejamento da operação elétrica tem por objetivo realizar o diagnóstico do desempenho do SIN, sob a ótica de atendimento aos padrões e requisitos elétricos estabelecidos

nos critérios dos Procedimentos de Rede adotados no SIN. É realizado com horizontes de curto e médio prazo (variam de 1 a 16 meses). Os estudos realizados baseiam-se nos recursos disponíveis de geração e na capacidade de transporte da rede de transmissão existente, levando em consideração a previsão de carga e as inclusões de novos empreendimentos de transmissão e geração previstas para o período analisado. Este estudo tem como focos principais:

- Preservar a segurança operativa do SIN;
- Buscar o menor custo de operação utilizando ferramentas que possibilitem a otimização da operação do SIN;
- Definir ações para solucionar ou mitigar os problemas identificados;
- Avaliar o impacto das novas obras e apresentar propostas de adequação, visando contornar eventuais descompassos de cronogramas;
- Apresentar medidas operativas que garantam o cumprimento de padrões e critérios estabelecidos nos critérios dos procedimentos de rede;
- Identificar as restrições elétricas que possam colocar em risco o critério de menor custo da operação; e
- Subsidiar as decisões dos demais órgãos do setor elétrico nacional.

2.4. Os ambientes de contratação de energia elétrica

Um dos instrumentos criados no atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro para se buscar modicidade tarifária foi o estabelecimento de dois ambientes para o fechamento de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam os agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os participantes são agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Na Figura 2.18 estão representados estes dois ambientes e as relações contratuais entre os agentes envolvidos. Nos projetos previstos pela EPE, parte de energia gerada obrigatoriamente deve ser comercializada no ACR e parte pode ser negociada no ACL. No ACR existe um valor

máximo estipulado para o preço da energia elétrica dos empreendimentos participantes dos leilões, que é pré-estabelecido para cada leilão; ganham o direito de explorar os empreendimentos as empresas que oferecerem o maior deságio em relação ao valor máximo por unidade de energia a ser fornecida. No ACL a negociação é livre entre compradores e vendedores. Os leilões são operacionalizados pela CCEE e ANEEL. Há um problema de ordem econômica relacionado à operacionalização destes dois ambientes e que vem se caracterizando como uma distorção. Este problema é discutido no Capítulo 3.

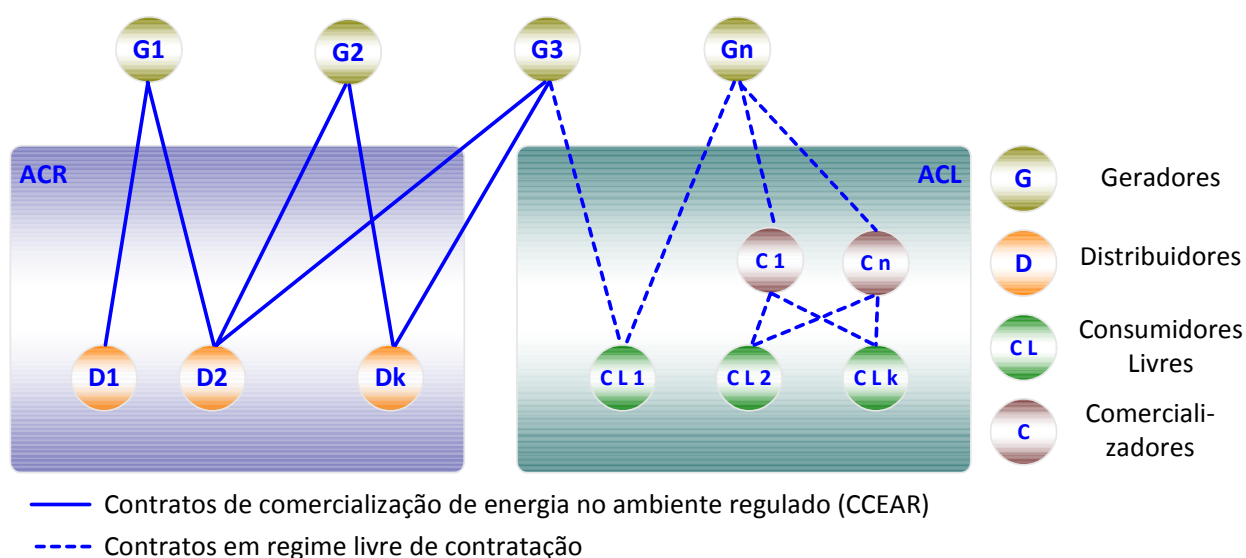


Figura 2.18 - Visão geral das relações contratuais

Fonte: FERRAZ, 2006 (elaboração própria)

A transformação das obras planejadas em empreendimentos se dá através de leilões de energia ofertada ou de capacidade disponibilizada, conforme definido *a priori* pelo MME. O MME e a EPE propõem os projetos ou tipos de empreendimentos a serem leiloados e as empresas interessadas fazem as propostas.

No caso do ACR há leilões que são realizados com horizontes de 3 e 5 anos (A-3, A-5), ou seja, as empresas vencedoras dos leilões têm 3 ou 5 anos, respectivamente, para disponibilizar

sua geração para o mercado. Estes são os chamados leilões de energia nova, pois se caracterizam por negociações de obras ainda não pertencentes ao SIN.

Há também o leilão com horizonte de suprimento de 1 ano (A-1), que tem o objetivo de permitir à distribuidora a contratação de energia existente dos contratos que se extinguem no ano do leilão (montante de reposição). Este leilão contempla a energia existente, ou seja, já instalada no SIN e disponível para ser contratada.

Tem-se, também, os leilões de ajuste, onde é possível para as distribuidoras contratar energia para complementação de ajuste aos montantes adquiridos anteriormente e para suprir diferenças não possíveis de se prever. O leilão de ajuste também deve ser de energia existente. A quantidade contratada não pode exceder a 1% do total da carga da distribuidora, o início do suprimento deve ocorrer em até 4 meses e a duração dos contratos não pode exceder a 2 anos (DIAS, 2007).

As transações de energia no ACR são formalizadas por meio de contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Para a chamada “energia nova” (proveniente de novos empreendimentos), os contratos têm duração de 15 a 30 anos, e para a “energia velha” (oriunda de empreendimentos já existentes), de 5 a 15 anos. As empresas distribuidoras de energia elétrica devem contratar 100% da demanda prevista para o seu mercado no ACR, de fontes alternativas (PROINFA), ou da usina binacional Itaipu.

A Figura 2.19 apresenta a cronologia dos leilões de contratação de energia nova, energia existente e leilões de ajuste, tomando como referência o ano do início do suprimento (ano “A”).

As distribuidoras de energia elétrica devem ser precisas na previsão de carga de seus consumidores, pois, caso elas necessitem adquirir energia no mercado *spot* para suprir possíveis erros de previsão por subcontratação e o valor da energia no mercado *spot* esteja acima do valor da energia adquirida no ACR, este prejuízo não poderá ser repassado para a tarifa dos consumidores, devendo ser arcado por elas. Se for verificado que a distribuidora não está com

100% de sua carga contratada, ela estará sujeita a multas. Uma sobre-contratação de até 3% pode ser repassada para a tarifa e uma sub-contratação de até 2 % pode ser mitigada por intermédios dos leilões A-3, A-1 e de ajuste.

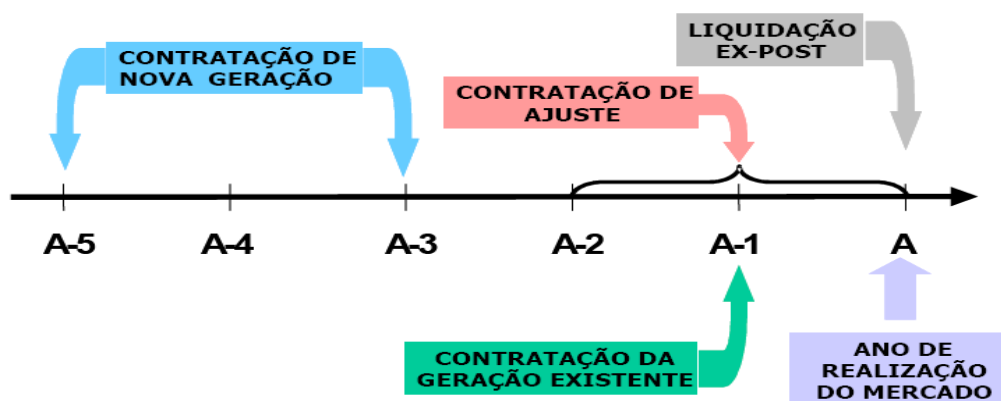


Figura 2.19 - A cronologia dos leilões de energia elétrica A-5, A-3 e A-1

Fonte: BRDE, 2004

2.4.1. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE objetiva estabelecer uma forma dos agentes de geração hidrelétrica compartilharem os riscos, de origem hidrológica, relacionados às decisões do despacho centralizado, na busca da otimização do conjunto de geração hidrotérmico brasileiro. Sua finalidade é garantir que as usinas que participam do MRE sejam remuneradas de forma correspondente ao valor de Energia Assegurada que lhe foi atribuído, não importando o montante de energia produzida de fato, desde que o somatório de todas as usinas participantes não esteja abaixo do valor total da Energia Assegurada considerada no MRE. O conceito de Energia Assegurada é tratado em mais detalhes no Capítulo 4.

O despacho centralizado, realizado pelo ONS, considera alguns elementos que podem levar à necessidade de despachar uma determinada usina em valores diferentes de sua energia assegurada. Os fatores mais relevantes são: otimização do despacho energético em relação aos

custos operativos, disponibilidade das unidades geradoras das usinas participantes do MRE, variações nos volumes de afluência em relação às previsões realizadas, manutenção dos níveis de armazenamento dos reservatórios, restrições de origem elétrica no sistema de transmissão.

Em função da vastidão territorial brasileira e consequentes diferenças de hidrologia entre as regiões abrangidas pelos subsistemas do SIN, há necessidade de estabelecer intercâmbios energéticos entre estas regiões de forma a compensar a carência de chuvas em uma região pelo excedente em outra região, ou seja, permitir que a região que esteja passando pelo período seco possa gerar abaixo da média e com isto reduzindo o deplecionamento de seus reservatórios, enquanto que a região sob o período úmido gera acima da média.

Estes fatos evidenciam que os agentes participantes do MRE não tem controle sobre a produção de sua usina, pois a mesma é posta a gerar de forma a atender aos requisitos considerados pelo ONS no despacho centralizado. O MRE proporciona um equilíbrio de pagamentos pela energia gerada de forma que, no longo prazo, o agente possa ser remunerado, na média, pela energia assegurada que foi atribuída a sua usina (CCEE, 2012).

2.4.2. A liquidação de diferenças

A energia verificada efetivamente (consumida ou gerada) através de pontos de medição pode não corresponder ao valor contratado. Para contemplar esta questão, há o mecanismo de contabilização de diferenças. Esta tarefa é realizada pela CCEE e, de forma geral, trata-se da realização de um balanço entre os montantes de energia contratada e a que foi medida. A diferença entre estes valores é caracterizada como energia comercializada no Mercado de Curto Prazo, ou Mercado “Spot”. Este montante é valorado ao PLD - Preço de Liquidação de Diferenças (MACHADO, 2007).

Na Figura 2.20 pode-se visualizar a representação do montante de energia submetido ao PLD. Para formar o PLD, são levados em consideração dados utilizados pelo ONS para operar o SIN de forma otimizada. O PLD é calculado utilizando modelos matemáticos que, considerando

o predomínio da hidreletricidade no parque de geração do Brasil, objetivam encontrar um equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

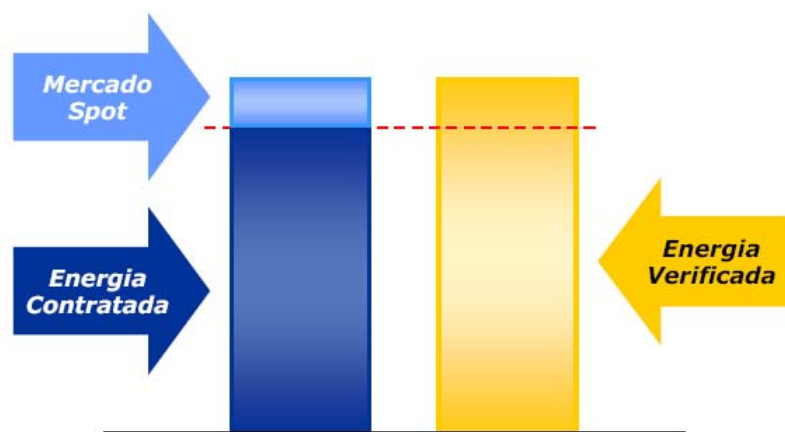


Figura 2.20 - Representação do montante de energia submetido ao PLD

Fonte: CCEE

O valor do PLD é igual ao valor do Custo Marginal de Operação²⁶ (CMO), exceto se este for menor que um limite inferior, ou maior que um limite superior, estipulados para o PLD.

O PLD é determinado com periodicidade semanal, em R\$/MWh, por patamar de carga, para cada submercado e têm os limites máximo e mínimo estabelecidos, anualmente, pela ANEEL. A Tabela 2.1 contém os valores do PLD para a primeira semana do mês de fevereiro de 2011, a título de exemplo. A metodologia para cálculo do PLD é operacionalizada por intermédio dos softwares NEWAVE, NEWDESP e DECOMP, desenvolvidos pelo CEPEL e já mencionados neste capítulo.

²⁶ Custo por unidade de energia produzida no qual se incorre para atender a um acréscimo de carga no sistema.

Tabela 2.1 – Valores do PLD, em R\$/MWh, para a primeira semana de fevereiro de 2011

Semana 1 – 29/01/2011 a 04/02/2011											
Sudeste/Centro Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve
12,08	12,08	12,08	12,08	12,08	12,08	22,40	22,40	22,40	12,08	12,08	12,08

Fonte: CCEE (elaboração própria)

2.5. Síntese das principais mudanças ocorridas no SEB

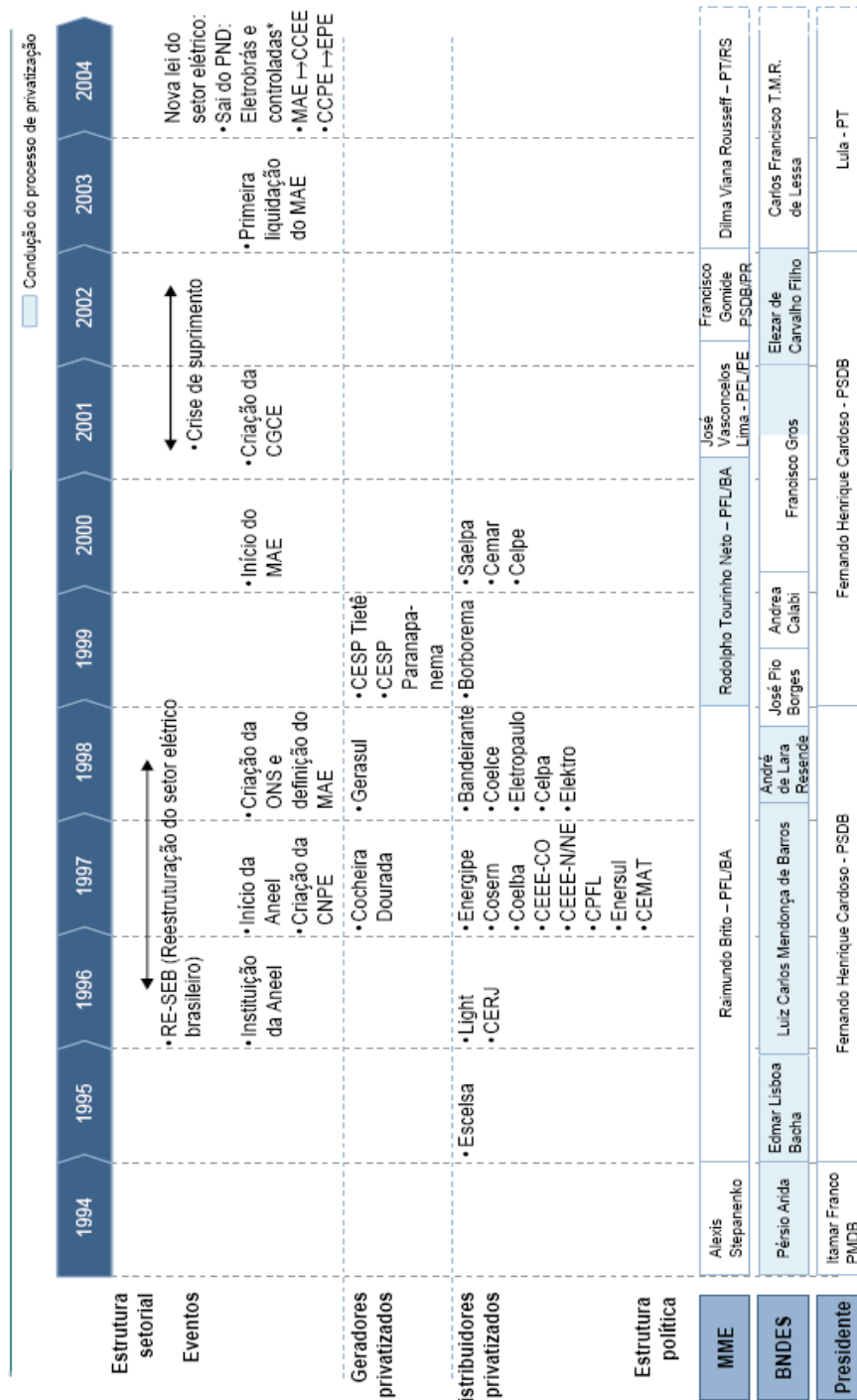
Como visto no decorrer deste capítulo, o SEB passou por várias alterações e correções de rumos até atingir o estágio atual. A Tabela 2.2 possibilita traçar um paralelo entre os modelos pré-existentes e o modelo atual. As mudanças que ocorreram no decorrer de aproximadamente uma década resultaram em transformações nos papéis e atividades de agentes do setor, além de terem ocasionado alterações significativas em diversos aspectos relacionados ao planejamento e operação do SIN.

Ainda com a intenção de proporcionar uma visão sistêmica das complexas mudanças ocorridas, é apresentada a Figura 2.21, na qual há um resumo dos fatos mais importantes relacionados ao setor elétrico brasileiro ocorridos entre 1994 e 2004. Nesta década, conforme discutido anteriormente neste capítulo, ocorreram as alterações mais profundas no setor elétrico brasileiro e que repercutiram de forma mais marcante na condução e nos rumos deste setor.

Tabela 2.2 - Comparação entre os modelos do setor elétrico brasileiro

Perspectiva	Modelo antigo (até 1995)	Modelo de livre mercado (1995 a 2003)	Novo modelo (a partir de 2004)
Modelo de financiamento	Recursos públicos	Recursos públicos e privados	Recursos públicos e privados
Segmentação do mercado	Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação
Origem do capital	Empresas predominantemente estatais	Ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Concorrência de mercado	Monopólios (competição inexistente)	Competição na geração e na comercialização	Competição na geração e na comercialização
Modelo de comercialização	Consumidores cativos	Consumidores cativos e livres	Consumidores cativos e livres
Modelo de tarifação	Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	ACL: preços livremente negociados na geração e comercialização. ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Tipo de mercado	Mercado regulado	Mercado livre	Convivência entre mercados livre e regulado
Tipo de planejamento	Planejamento determinativo (GCPS)	Planejamento indicativo (CNPE)	Planejamento indicativo (EPE)
Forma de contratação	100 % do mercado	85 % do mercado (até ago/2003) e 95 % do mercado (até dez/2004)	100 % do mercado + reserva
Balanco energético	Sobras e déficits rateados entre compradores	Sobras e déficits liquidados no MAE	Sobras e déficits liquidados na CCEE. MCSD para as distribuidoras

Fonte: CCEE, 2012



* Furnas, CHESF, Eletrosul, Eletronorte e CGTEE

Figura 2.21 - Cronologia dos principais eventos do setor elétrico brasileiro entre 1994 e 2004

Fonte: BARRETO, 2004

Capítulo 3

Análise crítica das políticas energéticas e das questões que afetam negativamente a sustentabilidade do processo de expansão da oferta

Existem muitas conceituações para políticas públicas. Dentre elas, uma que bem se aplica ao contexto deste trabalho é: política pública é uma estrutura normativa constituída por diretrizes, programas e ações cujo objetivo principal é impulsionar o sistema foco desta política no sentido de obter os resultados desejados (ARZABE, 2002 *apud* BRAZ, 2006).

O planejamento, por outro lado, pode ser conceituado como um processo desenvolvido por meio de uma série de etapas com o intuito de atingir determinado conjunto de objetivos. As principais etapas deste processo são: diagnóstico da situação atual, formulação dos objetivos, levantamento de dados, elaboração de planos alternativos, comparação das alternativas, decisão sobre a melhor alternativa, programação das ações, implementação e controle (ANNEL; ANA, 2002 *apud* JESUS, 2009)

A carência que se observa de políticas energéticas e de diretrizes claramente definidas, com horizonte de longo prazo e visão sistêmica, deixa os organismos ligados ao planejamento e operação do setor elétrico brasileiro sem premissas sólidas e ao sabor de tendências e, não raro, interesses exógenos e até mesmo escusos. Isto acaba por resultar em fragilidades no processo de planejamento, tanto da etapa de expansão da oferta como no planejamento da operação. Além disso, há que se ressaltar os prejuízos da falta de objetivos na construção de uma matriz

energética direcionada para os interesses nacionais (BAJAY, 2011). Um dos principais motivos pelo qual é imprescindível a visão de longo prazo e sistêmica é o fato de que os empreendimentos ligados ao setor elétrico requerem, em geral, vários anos para o seu planejamento e construção, além de se caracterizarem por terem vida útil elevada. Por exemplo, a vida útil estimada de uma usina hidrelétrica é 50 anos, podendo ser estendida por igual período de tempo com manutenção adequada e implementação de modernizações em equipamentos e sistemas de proteção e controle.

Algumas dificuldades enfrentadas no processo de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, originadas pela falta ou não eficácia de políticas energéticas, têm trazido impactos negativos não somente para o processo em si, mas, também repercutido no planejamento da operação e na matriz de energia elétrica. Alguns efeitos indesejáveis que se pode destacar: a elevação do custo de produção e, conseqüentemente das tarifas finais; o crescimento da participação de fontes fósseis na matriz de energia elétrica; os atrasos em cronograma de empreendimentos importantes; e a diminuição da capacidade relativa de regularização dos reservatórios o que vem requerendo o despacho de UTEs baseadas em combustíveis fósseis.

O que se busca neste capítulo é fazer, inicialmente, uma análise crítica das principais políticas energéticas e suas deficiências. Discutem-se, a seguir, questões relevantes que possam fragilizar, seja o processo de expansão da oferta e a operação propriamente ditos, assim como a construção da matriz de energia elétrica, seja os pilares sobre os quais se firma o conceito de sustentabilidade, considerando as condições de contorno deste trabalho. Na Tabela 3.1 pode-se verificar com quais perspectivas, as questões analisadas estão relacionadas.

Tabela 3.1 – Questões analisadas e sua ligação com os critérios relacionados à sustentabilidade

Perspectiva	Questão analisada
Técnica	<ul style="list-style-type: none"> • A energia firme do SIN e as FEBS; • A diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios do SIN; • O atendimento da curva diária de carga; e • Desvios entre as projeções do PDE e entre elas e a realidade.
Econômica	<ul style="list-style-type: none"> • Os critérios de segurança no planejamento da expansão e no planejamento da operação¹; • Os encargos setoriais e a sua repercussão na tarifa de energia elétrica; • A desverticalização do setor elétrico no novo modelo e as suas conseqüências nos segmentos de geração, transmissão e distribuição; e • Os resultados dos últimos leilões de energia e os impactos na matriz de energia elétrica.
Socioambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Os critérios de segurança no planejamento da expansão e no planejamento da operação¹; • As emissões de CO2 no setor elétrico brasileiro; • A questão do uso múltiplo da água dos reservatórios de UHEs no Brasil; e • A conservação de energia frente à demanda reprimida de eletricidade e a expansão da oferta.

¹ Afeta mais que uma perspectiva

3.1. Deficiências nas atuais políticas energéticas e as suas repercussões na matriz de energia elétrica

A diversificação da matriz de energia elétrica é questão de crucial importância na visão de longo prazo e deve ser um dos objetivos das políticas energéticas. Entretanto, o que se nota atualmente é o não aproveitamento racional das fontes disponíveis no Brasil. Não existe uma estratégia de composição desta matriz, seja a curto, médio ou longo prazo. Aparece haver mais a aplicação da técnica de “apagar incêndios” na etapa do planejamento da operação, que tenta suplantar os obstáculos, mas que se mostra extremamente prejudicial aos interesses nacionais em uma ótica de longo prazo.

Além disso, não existe uma preocupação explícita de contemplar as três perspectivas mais importantes, ou seja, a técnica, socioambiental e econômica, comprometendo a sustentabilidade do processo de expansão da oferta de eletricidade e com repercussões negativas nos objetivos maiores, ou seja, no suprimento da demanda com segurança e confiabilidade, na diversificação

racional da matriz e na modicidade tarifária, elementos chave para o desenvolvimento econômico sustentável. A ausência de uma visão sistêmica e de longo prazo ocasiona o problema da solução emergencial para os problemas, ou seja, o paradigma das “saídas mais fáceis”. Contudo, na grande maioria dos casos, as soluções mais fáceis são as menos eficientes e muitas vezes conflitantes com as melhores alternativas de médio e longo prazo.

A quase ausência de coordenação dos órgãos governamentais ligados ao setor elétrico, que culmina notadamente entre o planejamento da expansão e o planejamento da operação, emerge como uma das principais origens dos problemas atualmente enfrentados pelo setor elétrico brasileiro. Esta articulação deveria ser primordialmente realizada pelo MME, por intermédio do CNPE, já que tem assento neste conselho ministros das pastas mais importantes do governo federal relacionadas com energia (MME, MPOG, MF, MMA, MCT, MDIC, MAPA, Ministério da Integração Nacional e Casa Civil), além de representantes dos estados brasileiros, o Presidente da EPE e dois especialistas em energia nomeados pelo Presidente da República. O Conselho constitui-se, desta forma, em um ambiente ímpar para se conceber e concretizar as articulações políticas, econômicas e técnicas necessárias entre os principais agentes governamentais relacionados ao setor elétrico.

O Brasil é rico em recursos para produção de energia elétrica e a sua exploração, com uma visão sistêmica de longo prazo, é prerrogativa legítima e um direito da sociedade brasileira. Todas as fontes de energia devem ser contempladas na construção de uma matriz de energia elétrica que atenda aos interesses nacionais e seja sustentável no longo prazo. Contudo existem algumas questões controversas relacionadas a aspectos de política energética, ligados a estas fontes, a seguir elencados e discutidos. Estas questões se constituem em obstáculos aos objetivos do planejamento e na construção da matriz energética.

3.1.1. O potencial econômico e a isonomia de incentivos

Uma questão fundamental a ser tratada em relação a todas as fontes de energia é a que se refere ao “potencial de mercado” dessas fontes. O “potencial teórico” de uma fonte é definido a

partir de fatores naturais, como, por exemplo, as reservas para o carvão, o solo e o clima para a biomassa e a incidência de vento para o caso da energia eólica. Entretanto, o montante deste potencial teórico que pode efetivamente ser aproveitado está limitado por fatores tecnológicos e denomina-se “potencial técnico”. Além disso, o potencial que poderá ser utilizado para produção de energia elétrica depende da viabilidade econômica e financeira dos projetos. Assim sendo, o “potencial econômico” representa uma parcela do potencial teórico original. Existe um último e fundamental fator que determinará o montante do potencial econômico que de fato será implementado: as condições do mercado. Trata-se do “potencial de mercado” (CASTRO *et al*, 2010b).

É imprescindível haver uma demanda de energia para o potencial econômico, de maneira que este possa ser transformado em projetos e empreendimentos de fato. Para tal, é necessário que a fonte de energia seja competitiva em relação às outras opções. Atualmente não existe uma política de isonomia de incentivos, o que pode trazer privilégios para uma determinada fonte de energia em detrimento de outras, visto o critério de menor preço, que é empregado nos leilões. Este fato insere vieses de competitividade, levando ao descontrole no que tange o direcionamento da composição da matriz de energia elétrica. Ademais, utilizando-se somente o critério “preço” está-se impondo um desequilíbrio entre as perspectivas adotadas neste trabalho como critérios de sustentabilidade, e o que é mais importante, deixa-se de ter um controle efetivo sobre a composição da matriz, o que, de forma interativa, acaba por levar também a problemas no que diz respeito, não somente a própria ótica econômica, como a socioambiental e técnica.

A seguir serão discutidas algumas questões de relevância, na busca de apontar os pontos mais importantes relacionados a políticas e diretrizes e interfiram no aproveitamento dos principais recursos que o Brasil dispõe para produção de energia elétrica.

3.1.2. A hidreletricidade

Os autores do PNE-2030 afirmam, de um lado, que 126.000 MW de potencial hidrelétrico ainda estão por serem aproveitados, mas, por outro lado, alegam que apenas 77.000 MW são

efetivamente passíveis de serem explorados em função da existência, nos locais dos potenciais aproveitamentos hidrelétricos, de parques, florestas nacionais e terras indígenas. A estas reservas o PNE-2030 denomina “interferências intransponíveis”. Ora, é de se causar espanto o fato de o mesmo governo que demarca e estabelece os parques, florestas e áreas indígenas, argumente que não possa explorar os quase 50.000 MW, no plano, considerados como “perdidos”. Este é um forte indício da falta de convergência entre os setores do governo no que se refere a um plano nacional estratégico para o setor elétrico que compatibilize desenvolvimento econômico e social com preservação ambiental.

3.1.3. A energia nuclear

No que concerne à energia nuclear, é uma fonte de destaque na composição da matriz de energia elétrica brasileira de acordo com o PNE-2030. Todavia, não são apresentadas no Plano diretrizes bem fundamentadas que permitam vislumbrar o percentual de crescimento da participação da fonte nuclear na matriz, deixando grandes incertezas quanto à hipótese de implantação de um parque gerador nuclear de mais 4 usinas nucleares até 2030. Na verdade, não existe uma política abrangente e claramente definida no que se refere à energia nuclear no Brasil.

Uma das questões fundamentais a serem discutidas em relação a esta fonte é a tecnologia a ser utilizada. O Brasil ainda é bastante dependente da tecnologia dos equipamentos das usinas nucleares. Para se definir a melhor tecnologia a ser utilizada, deve-se levar em consideração o fato de se ficar a ela atrelado durante um longo período de tempo. O período de desenvolvimento de um projeto completo, desde a contratação até a entrega para operação, é relativamente elevado se comparado com outras formas de produção e, portanto, não é economicamente viável implantar um único projeto, ou, até mesmo, poucos projetos. É imprescindível uma clara opção da tecnologia a ser empregada, de maneira que seja possível sua utilização em escala e conseqüente diluição de custos em vários empreendimentos. Além disto, esta ação traz também benefício para outro aspecto fundamental que é a questão da assimilação da tecnologia por profissionais e empresas nacionais.

Embora todo o ciclo de produção do combustível nuclear possa ser dominado no curto prazo, não há diretrizes claras também em relação a esta questão: se haverá incentivos, se o Brasil vai exportar combustível nuclear, ou se a idéia é somente produzir para suprir a demanda interna.

Há ainda o aspecto da disponibilidade de mão de obra especializada para operação e manutenção das usinas, a qual é escassa em solo brasileiro, inclusive com pouca disponibilidade de formação específica para esta demanda. Este aspecto deveria estar contemplado no conjunto de diretrizes e políticas para a energia nuclear no Brasil.

3.1.4. O Gás Natural

Em relação gás natural (GN), o PNE menciona as grandes reservas comprovadas existentes na América do Sul e a possibilidade de importação deste gás. Apresenta a situação em 2005 (3,8% de participação) e a visão para 2030 (8,7%). Isto representa um crescimento em termos relativos de mais de 100% na participação como fonte de energia elétrica. O Plano menciona, ainda, que o parque gerador termelétrico brasileiro, mais especificamente as usinas a GN, é relativamente novo e, na grande maioria dos casos, constitui-se de usinas a ciclo combinado²⁷. As recentes descobertas e avanços tecnológicos na área de exploração da camada do pré-sal trazem novas perspectivas para esta forma de energia, tornando-a uma opção promissora para produção de energia elétrica. Sob a ótica técnica, é uma alternativa promissora em termos de substituição das usinas hidrelétricas no sentido de garantir o atendimento pleno da carga sob quaisquer condições de demanda, além de poder ser a fonte utilizada para garantir os níveis dos reservatórios na aplicação da CAR e dos POCP. Contudo, novamente o que se observa é uma carência de políticas consistentes para integração do GN como fonte produtora de energia elétrica (BAJAY, 2011).

²⁷ Uma usina a ciclo combinado usa turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível. Para isto, o calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado, produzindo o vapor necessário ao acionamento da turbina a vapor.

Em vista das dificuldades que se vem enfrentando para a construção de novas usinas hidrelétricas, há que se estabelecer, também neste caso, diretrizes de longo prazo, hoje inexistentes, que possam balizar a entrada gradativa do GN no *mix* de possibilidades para o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. Não há um mercado secundário formal para o gás natural no País, que viabilize economicamente os investimentos em usinas no modelo de despacho por disponibilidade (problema do *take or pay*). A Petrobrás conseguiu contornar este problema criando, internamente à empresa, uma espécie de mercado secundário. Adquiriu grande parte das UTEs que consomem este combustível no País, as quais alimenta com seu próprio gás, e utiliza este mercado secundário “interno” para viabilizar economicamente as UTEs adquiridas. Quando não utiliza o gás para produzir energia elétrica, pode comercializá-lo, sob a forma de fornecimento interruptível, com seus clientes.

Outra alternativa da produção de eletricidade a partir do gás natural é por meio da cogeração. Contudo, não há políticas que incentivem investimentos em unidades de cogeração a gás natural, assim como não há, também, interesse, por parte da Petrobrás, em que esta forma de produção seja incentivada.

3.1.5. As fontes eólica, biomassa e solar

Em relação às FEBS, o Brasil também não mostra uma opção clara, apesar da crescente entrada da energia eólica nos últimos leilões de energia nova. Há problemas básicos a serem resolvidos, como a questão relacionada ao índice de nacionalização exigido destas tecnologias. No caso das centrais consumindo produtos da biomassa e das PCHs, a indústria nacional está adequadamente desenvolvida e os índices de nacionalização são elevados. Contudo, o mesmo não se pode dizer em relação às energias eólica e solar, onde nota-se uma lacuna em relação a este aspecto. Além disso, há outras questões importantes, na área de planejamento, sem tratamento adequado, como, por exemplo, a metodologia utilizada pela EPE no cálculo da garantia física das UTEs a biomassa e a combustíveis fósseis (carvão mineral importado, GNL e óleo combustível). Enquanto, na metodologia atualmente empregada pela EPE, os valores do primeiro tipo são

subestimados, os do segundo tipo são superestimados, provocando distorções nas decisões de investimento (BAJAY *et al*, 2010).

Concernente ao sistema de transmissão necessário para atender a integração de geração descentralizada, verifica-se que os problemas são resolvidos por demanda, sem a existência de uma política clara relativa a esta questão. Na integração de novos parques geradores, eólicos por exemplo, não há diretrizes norteadoras de como se estruturar a transmissão de forma que possa suportar, sob os pontos de vista de estabilidade transitória e de regime, a integração destes parques. As soluções são viabilizadas com reforços no SIN, mas sem estarem embasados em estratégias pré-concebidas.

O mecanismo das instalações compartilhadas de geração (ICGs) é uma solução voltada para viabilizar economicamente os projetos, porém, não oferece uma solução de compromisso com o aspecto técnico e tampouco incorpora uma visão de longo termo para solucionar os problemas de incentivo à geração distribuída. Além disso, há um descompasso entre os empreendimentos. Por exemplo, em 2009, no primeiro leilão voltado com exclusividade para a energia eólica, foram comercializados 1.841 MW. Deste montante, 646 MW estão prontos e aptos a gerar, entretanto impossibilitados de fazê-lo devido o sistema de transmissão ainda não estar concluído. Outros 703,7 MW estão com as obras atrasadas, sendo que apenas 370 MW efetivamente estão contribuindo com energia para o SIN (JORNAL DA ENERGIA, 2012b). Estes elementos são resultado de uma visão segmentada e que repercutirá negativamente quando se pensa em uma perspectiva de longo prazo para o planejamento e a operação do SIN com segurança e confiabilidade.

3.1.6. O carvão mineral

As perspectivas em relação ao carvão mineral, constantes no PNE-2030, apontam para a disponibilidade de reservas de aproximadamente 500 anos, em se considerando a demanda de energia elétrica na época da elaboração do plano. O Brasil possui a 10ª maior reserva de carvão do mundo, representando 1,1% das reservas mundiais. O Plano assinala o problema do alto teor

de cinzas do carvão mineral nacional, inviabilizando seu transporte para produção de energia elétrica em locais distantes das reservas naturais. Registra também a pequena importância do carvão, sendo que a projeção é sair de uma participação na matriz elétrica de 1,7% em 2005 para 3,0% em 2030. Contudo, considerando o tamanho das reservas, seria de interesse a exploração desta fonte de energia que tem um dos menores custos de produção e que pode, com o uso de tecnologias adequadas, ser relativamente pouco impactante no meio ambiente, além de ser uma boa opção para gerar na base. Entretanto, sem fugir à regra, aqui também não se encontram diretrizes bem delineadas que garantam a efetivação da projeção do Plano. O que se nota é que o carvão não é uma prioridade nacional e há poucas chances, na atual conjuntura, de serem criadas políticas que venham a englobar esta fonte de energia.

3.2. Os critérios de segurança no planejamento da expansão e no planejamento da operação

A questão da segurança do suprimento de energia elétrica é de fundamental importância para garantir a sustentabilidade no processo de expansão da oferta, assim como tem influência precípua no processo de desenvolvimento econômico. Qualquer sinalização de problema neste aspecto pode comprometer este processo, devido à importância capital da energia elétrica em todos os setores da economia, conforme já discutido no Capítulo 1.

Os critérios de segurança atualmente adotados no planejamento da expansão são o risco máximo de déficit em 5% e os leilões de energia de reserva (LER). Este risco está implícito no critério indicador da necessidade de expansão, ou seja, CMO maior que CME. No planejamento da operação energética, além do risco de déficit supracitado, há a curva de aversão ao risco (CAR) e os procedimentos operativos de curto prazo (POCPs), ambos já mencionados no Capítulo 2.

Embora as premissas dos critérios sejam as mesmas, como por exemplo, da CAR e da expansão da oferta com 5% de risco de déficit (crescimento do consumo, oferta de energia, afluições), os parâmetros utilizados não são os mesmos, não há articulação entre os agentes

responsáveis por levar a termo o planejamento e a natureza dos critérios é diferente. O cálculo do risco de 5 % é probabilístico e representa o risco futuro de déficit de energia elétrica para uma dada trajetória do mercado. A CAR é um critério determinístico para o período que a mesma abrange. Não raro ocorre ser necessário realizar despachos térmicos complementares para que seja respeitada a CAR. Isto implica em custos adicionais na produção de eletricidade, levando a uma elevação na tarifa final, uma vez que estes despachos complementares são remunerados por meio dos chamados “Encargos de Serviços do Sistema – ESS”, que fazem parte da estrutura tarifária.

A necessidade dos POCPs tem relação com a diminuição da capacidade relativa de armazenamento do SIN, discutida neste capítulo. Como o objetivo de proteger o SIN da violação de níveis mínimos de armazenamento, os POCPs preveem também despachos térmicos complementares de forma a garantir a manutenção destes níveis mínimos, denominados “níveis meta”. O problema é que estes despachos complementares não são levados em consideração nos modelos de formação de preço NEWAVE-DECOMP. Isto evidencia a desarticulação entre os critérios de segurança adotados, além de indicar uma tendência de elevação dos custos de produção de energia elétrica, com implicações negativas na tarifa final.

O Decreto nº 6.353, de 16/01/2008, que regulamenta a contratação de energia de reserva, determina, em seu artigo 6º, que a definição do montante de energia de reserva a ser contratada é responsabilidade do MME, com base em estudos desenvolvidos pela EPE. Entretanto, não existe uma metodologia clara e regulamentada de determinação do montante de energia de reserva a ser contratada.

A questão da segurança do atendimento deve-se tornar mais intrincada na medida em que a participação das FEBS na matriz de energia elétrica for intensificada. O montante de energia de reserva requerida tende a aumentar com o crescimento do percentual das FEBS no *mix* de geração. A repercussão disso atinge tanto o planejamento da expansão, quanto o planejamento da operação, assim como terá impactos na tarifa de eletricidade, uma vez que o recurso por

intermédio do qual se viabiliza a energia de reserva é um encargo setorial (Encargo de Energia de Reserva - EER).

Quaisquer que sejam os critérios seguidos, visando à segurança no abastecimento, há sempre um custo envolvido, que reflete na tarifa final de eletricidade. Contudo, havendo coordenação entre os dois setores de planejamento, expansão e operação, é possível se chegar nos melhores resultados, de forma a minimizar os impactos nos custos da operação, e, desta forma, na tarifa.

O problema é que, no Brasil, há um descompasso entre os critérios de segurança adotados no planejamento da expansão e aqueles adotados no planejamento da operação energética. Não há aderência entre os critérios e, desta forma, sua aplicação não leva aos mesmos resultados que se poderia obter em termos de níveis de confiabilidade e custos se esta aderência existisse (CHIPP, 2008).

3.3. A energia firme do SIN e as FEBS

Outro aspecto importante a ser analisado e que vem trazendo dificuldades para o planejamento, notadamente na etapa da operação, é a relação entre energia natural afluyente e a energia firme²⁸ disponível no SIN, conforme ilustrado na Figura 3.1. A questão da energia firme é discutida em mais detalhes no Capítulo 4. A linha EF_{SIST} (energia firme do sistema) corresponde à linha de base. Como EF_{SIST} é a soma da EFH (energia firme hidráulica) com a EFT (energia firme térmica), quando a EA (energia afluyente) ou energia natural afluyente (ENA)²⁹ não estiver acima da linha EF_{SIST} , haverá a necessidade de geração térmica complementar. Esta geração complementar está representada pelos vales (em cor sólida mais escura na figura).

²⁸ Energia firme do sistema é o maior valor possível de energia capaz de ser suprido continuamente pelo sistema sem ocorrência de déficits, considerando constantes sua configuração e as características de mercado, no caso de repetição das aflúncias do registro histórico (ONS, 2009).

²⁹ Energia natural afluyente é a energia elétrica que pode ser gerada a partir da vazão natural em um aproveitamento hidroelétrico (ONS, 2009).

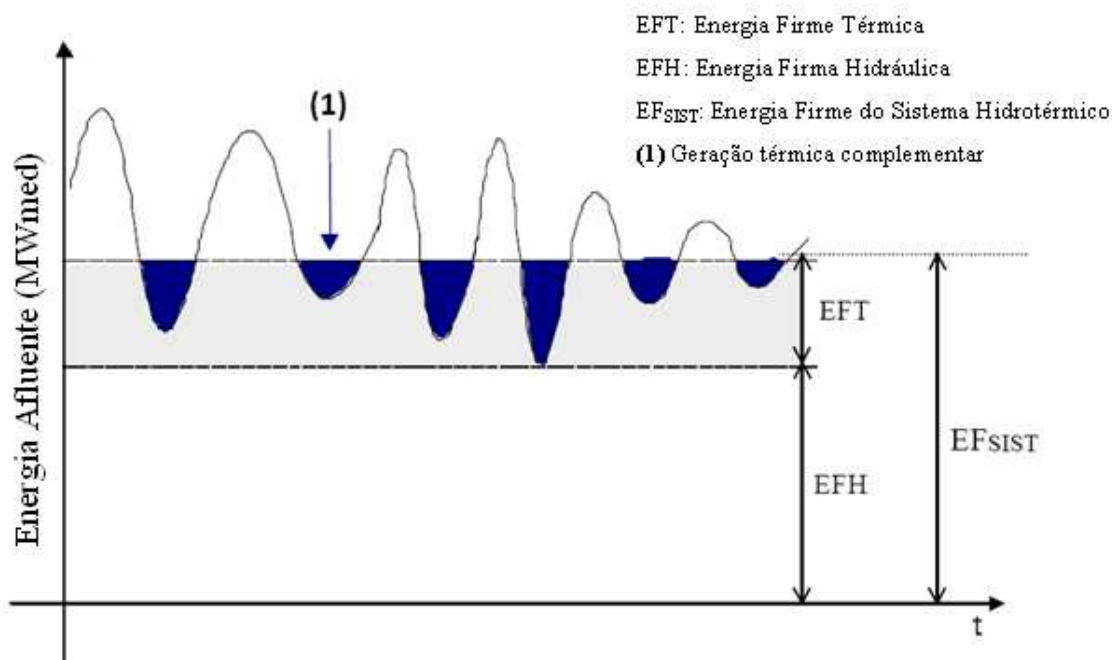


Figura 3.1 – Energia afluente e energia firme em um sistema hidrotérmico

Fonte: CALOU, 2009

Aqui se configura outro aspecto de importância capital a ser considerado no planejamento da expansão. A inclusão de fontes renováveis de energia, tais como, a eólica, biomassa ou solar, que se caracterizam por não agregar energia firme, pode trazer consequências indesejáveis no que diz respeito à manutenção do nível da E_{FSIST} e, conseqüentemente, comprometer a segurança e confiabilidade do suprimento de energia elétrica pelo SIN. Isto, aliada a pouca experiência que se possui referente à inserção destas fontes em sistemas com as características do SIN, em percentuais mais elevados do que hoje se apresenta, pode levar a problemas ainda mais graves no que concerne à segurança, aos custos e aos impactos ambientais decorrentes (DESTER *et al*, 2012b).

Os desafios certamente são diferentes daqueles enfrentados por países como a Alemanha e a Inglaterra que, apesar de possuírem grande participação de novas fontes, por exemplo, a eólica, apresentam uma base de geração e sistemas de transmissão com características diferentes do caso brasileiro. A geração de eletricidade nestes países origina-se, na sua maior parte, de combustíveis

fósseis (carvão e gás natural) e energia nuclear. Este tipo de geração confere uma maior previsibilidade no equivalente à EF_{SIST} . No caso brasileiro, a EFH, que corresponde à principal componente da matriz de energia elétrica, ou seja, a hidreletricidade, apresenta as oscilações que lhe são peculiares e isto deve ser levado em consideração ao se pensar em um horizonte de longo prazo, quando a penetração da fonte eólica ou solar tende a alcançar níveis muito mais significativos que os atuais.

Como um problema relacionado, a extensão territorial destes países lhes confere características diferentes no aspecto referente à rede de transmissão, comparado com o Brasil, que possui dimensões continentais e o potencial mais significativo para geração eólica e solar, via de regra, fica localizado distante dos grandes centros consumidores. A localização dos potenciais mais significativos de geração a partir destas duas fontes, em geral não permite a conexão dos geradores diretamente à rede básica³⁰, o que deixa esta geração suscetível a fragilidades que também podem repercutir negativamente na segurança do SIN.

É importante, por fim, ainda levantar uma questão importante relacionada às mudanças climáticas que vêm ocorrendo na Terra e que influenciam o regime de chuvas e conseqüentemente a hidrologia referente às UHEs brasileiras. Estas mudanças podem vir a alterar o padrão hidrológico e trazer oscilações não previstas na ENA o que interferirá inexoravelmente tanto no aspecto energia firme do SIN quanto no despacho de UTEs. Há necessidade de atenção especial a este respeito e requere-se estudos especiais neste sentido, de forma que se possa antever os problemas que venham a ocorrer e assim poder atuar de forma preventiva, em tempo hábil e com os menores custos para a sociedade.

3.4. A diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios do SIN

A diminuição da capacidade de regularização do conjunto de UHEs presentes no SIN é uma tendência observada a partir de 1985 e que perdura até os dias atuais, uma vez que nos

³⁰ Rede básica: conjunto de linhas, subestações e demais equipamentos associados de tensão igual ou superior a 230 kV, conforme definido na Resolução ANEEL nº 166, de 31/05/2000.

últimos anos não houve implantação de UHEs com reservatório de acumulação que permita regularização sequer mensal (MME, ONS, ANEEL *apud* ZIMMERMANN, 2007). Os efeitos são perniciosos sob vários aspectos, destacando-se os seguintes como os mais significativos (DESTER *et al*, 2012b):

- Diminuição da flexibilidade de aproveitamento máximo da geração das regiões brasileiras em função das sazonalidades típicas dos períodos chuvosos destas regiões;
- Necessidade da entrada de fontes de energia complementares (em geral fontes fósseis) que possam operar na base e, também, suprir as variações de demanda e pontas de carga;
- Elevação dos custos de geração, provocando altas temporárias ou de caráter permanente nas tarifas de energia elétrica; e ainda
- Mais emissão de gases que causam o efeitos estufa (GEEs), provenientes da produção de eletricidade.

Torna-se inexorável o fato de que, sem um crescimento da potência instalada proporcional à capacidade de armazenamento, se faz necessário a expansão utilizando outras fontes que possam proporcionar geração com características de despacho semelhantes às UHEs, no caso UTEs, sejam baseadas em combustíveis fósseis ou em energia nuclear (DESTER, 2011). O que pode corroborar esta afirmação é a tendência de crescimento que se observa na participação da geração termelétrica em relação à geração hidrelétrica no País. Na Figura 3.2 pode-se visualizar esta tendência a partir de 1995 até 2009. Aliado a isto, nota-se uma redução na relação entre a energia máxima que pode ser acumulada no reservatório equivalente do SIN e a demanda. Esta relação, que em 2002 era 6, passa para 5,4 em 2009 e com tendência a atingir 4,7 em 2013 (CHIPP, 2009 *apud* BAJAY, 2011). Na medida em que a capacidade de armazenamento diminui, vai aumentando a participação da geração termelétrica, que opera como se fosse um “seguro” para garantir o atendimento à demanda.

Poder-se-ia pensar na possibilidade de outras tecnologias que suplantem ou venham a mitigar o problema da diminuição da capacidade de regularização, como é o caso daquelas relacionadas ao armazenamento de energia. As tecnologias existentes e aquelas com perspectivas

de, eventualmente, se tornarem viáveis economicamente a médio prazo não permitem implantação em sistemas de elevado nível de capacidade, como é o caso do SIN. Estes sistemas só são viáveis em aplicações especiais, de pequeno porte. Este assunto, assim como a questão relacionada à diminuição na capacidade relativa de armazenamento do SIN, é retomado, com mais detalhes, no Capítulo 5 desta tese.

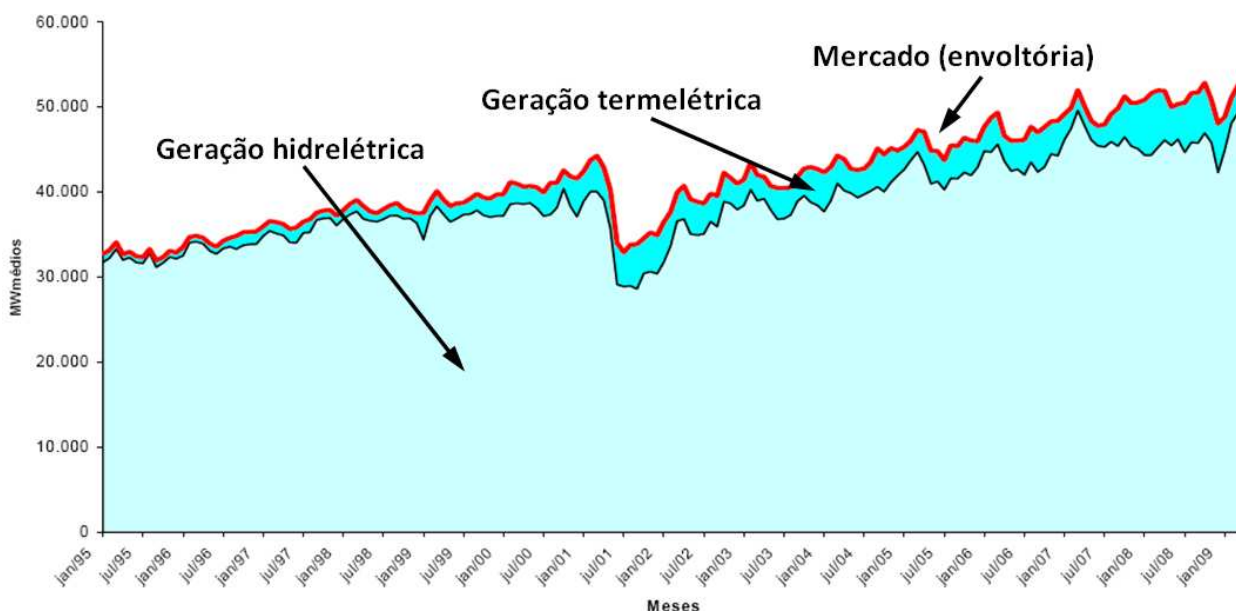


Figura 3.2 - Comparação entre o a expansão da geração hidrelétrica e termelétrica no Brasil

Fonte: CALOU, 2009

3.5. O atendimento da curva diária de carga

A questão da necessidade de atendimento à carga apresenta algumas peculiaridades que são afetadas pela composição do *mix* de geração, pois o ONS fica limitado aos recursos disponíveis neste *mix* para planejar a operação e operar o SIN. Um aspecto importante está relacionado às variações de carga que ocorrem diariamente e aos patamares de carga. Este problema pode ser melhor entendido observando-se a Figura 3.3. A curva de carga mostrada nesta figura apresenta variações durante o transcorrer do dia, além do que, há sempre patamares

mínimos sustentados cuja respectiva potência deve ser gerada por todo período, sem interrupções. Estes patamares são caracterizados, na figura, por áreas retangulares delimitadas, aproximadamente, pela base do gráfico da curva de carga diária, referente ao período do dia abrangido, e pelos respectivos montantes de carga, correspondente às alturas destes retângulos. Toda a potência representada por estas áreas deve ser suprida 100% do tempo, assim como também devem ser supridas as variações e, em especial, a denominada “ponta de carga” (DESTER *et al*, 2012b).

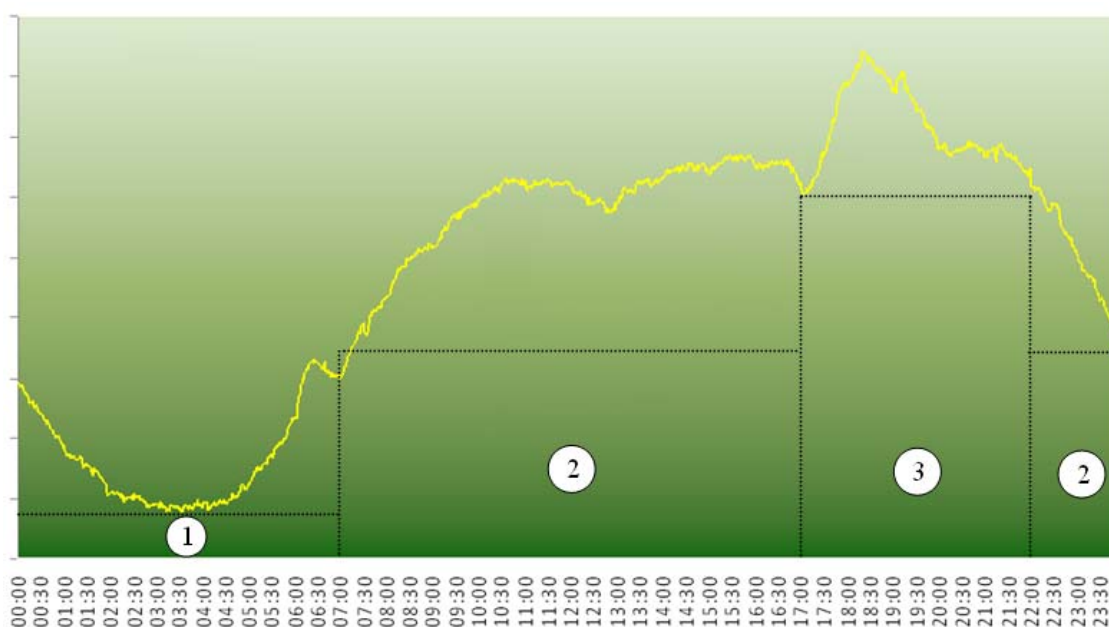


Figura 3.3 - Curva de demanda diária típica, com destaque para os patamares relacionados aos períodos de carga leve (1), média (2) e pesada (3)

Fonte: ONS (adaptação própria)

No período pré-ReSeb, o atendimento da ponta de carga era realizado, principalmente, por meio de potência adicional conseguida por intermédio da supermotorização das UHEs. Esta potência adicional era despachada nos períodos mais críticos da curva da carga, e mais amiúde, na ponta de carga. Mais recentemente, em função da redução relativa da capacidade de regularização dos reservatórios, a ponta de carga tem sido atendida prioritariamente por meio da

geração hidrelétrica, com algum despacho de UTEs que consomem combustíveis fósseis, principalmente quando existe alguma restrição de ordem energética, ou elétrica. Ocorre que, com a perda gradual da capacidade de armazenamento, para o atendimento da ponta de carga e, até mesmo das rampas diárias, é necessário despachar-se UTEs com maior frequência. Isto implica no aumento das emissões de gases de efeito estufa, intensificando os impactos ambientais, e leva a custos mais elevados de produção, com impacto na tarifa da energia elétrica (DESTER, 2011).

Há que se salientar que ainda existe disponibilidade de supermotorização de algumas UHEs o que caracteriza a possibilidade de agregar potência instalada no SIN a baixos custos e impactos ambientais. Esta potência adicional, apesar de não significar aumento na energia firme da usina pode ser utilizada nos períodos de afluência média e alta representando ganhos de ordem econômica e técnica, ou seja, aumento da confiabilidade e segurança do SIN (ANEEL, 2011). O valor estimado para esta potência chega a 5.000 MW (CHIPP, 2011).

Em relação aos patamares de carga, não pode haver lacunas no seu atendimento, assim como em qualquer ponto sob a curva. Os requisitos da carga devem ser plenamente atendidos no tempo e nos montantes demandados. Para suprir a carga de energia e a potência com segurança e confiabilidade é necessário lançar mão de fontes de energia que possam atender a requisitos contemplando estas duas perspectivas. No Brasil as fontes que podem efetivamente ser utilizadas para esta finalidade são a hidráulica, a térmica a combustíveis fósseis e a nuclear (DESTER e ANDRADE, 2010).

Outro aspecto importante é o atendimento às variações de carga e, em especial, as rampas ascendentes, que ocorrem em eventos de grande mobilização popular. Nestas ocasiões, grande parte da população está com a atenção voltada para estes eventos. Este fato faz com que o padrão de consumo de energia elétrica seja afetado e, conseqüentemente, os impactos na curva de carga são significativos. Dada a importância destes eventos, o ONS monta estratégias de planejamento da operação de curto prazo de forma que os níveis de segurança, tanto do ponto de vista energético, como elétrico sejam atendidos. Em função do nível crítico de atendimento à carga

nestas situações, estas estratégias contam quase que exclusivamente com reserva girante em hidrelétricas.

Um problema ainda a ser equacionado é a questão da energia assegurada³¹ para a geração eólica e solar. Para a geração hidráulica existe uma metodologia, já consagrada, para determinação desta grandeza e é este o valor considerado para a energia a ser comercializada no ACR ou no ACL.

No caso das energias eólica e solar, o risco da instabilidade na produção não é coberto por nenhum mecanismo, pelo menos até o momento de elaboração deste trabalho. Como se pode notar, este é mais um desafio do planejador considerando o imperativo da diversificação da matriz elétrica, principalmente no que concerne à agregação de fontes “limpas”, em função de suas vantagens referentes aos baixos impactos ambientais.

As fontes eólica, biomassa e solar devem ser integradas na matriz de energia elétrica, mas algumas precauções são imprescindíveis. A inconstância, pouca previsibilidade da disponibilidade das fontes eólica e solar, e a sazonalidade no que se refere a biomassa, são os desafios neste sentido. Estas fontes são postas a gerar na base por não poderem atender a qualquer outro requisito, seja de rampa de carga ou de ponta de carga e, mesmo assim, não podem gerar durante todo o período. Gerando na base, a variabilidade da produção é compensada pela presença de reserva girante, maciçamente baseada nos grandes geradores das UHEs. Com a baixa penetração atual destas fontes, a sua interferência passa despercebida, uma vez a capacidade do SIN de absorver esta variabilidade. Entretanto, quando sua presença se tornar mais significativa, os efeitos serão sentidos e podem repercutir negativamente na confiabilidade do suprimento (DESTER *et al*, 2012a).

³¹ A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados. Permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5% (ANEEL, 2005).

Para atender com segurança à geração de base, não se pode prescindir das fontes consideradas tradicionais, ou seja, as hidrelétricas e termelétricas. Nos últimos anos, as fontes eólica e biomassa têm sido contratadas, em grande parte, como energia de reserva, sendo que a energia gerada por estas vem a complementar as necessidades do SIN, possibilitando, quando a geração nas mesmas é factível, melhorar o nível de armazenamento dos reservatórios, ou economizar combustível fóssil. É imperativo que se estabeleçam políticas de longo prazo que contemplem diretrizes claramente definidas de forma a dar um tratamento adequado a esta questão, uma vez que a penetração destas fontes é gradual, contudo os seus efeitos são cumulativos e serão, inexoravelmente, relevantes no futuro.

3.6. Desvios entre as projeções do PDE e entre elas e a realidade

Conforme comentado no capítulo anterior, o PDE é revisado anualmente de forma a atualizar dados e informações sobre questões políticas, econômicas, tecnológicas e, sobretudo, sobre o comportamento recente do mercado, que podem influenciar o programa decenal previsto da expansão da geração e transmissão. Logo, é natural que ocorram mudanças no Plano durante estas revisões e desvios entre o planejado e o realizado. Devem existir, no entanto, linhas mestras, baseados em diretrizes de longo prazo. Infelizmente, por conta das hoje observadas nas políticas energéticas do País, não há tais diretrizes e observam-se diferenças significativas entre as projeções do PDE e entre elas e a realidade.

Com o objetivo de ilustrar esta questão, é feita uma comparação entre as projeções, para o ano de 2008, dos PDEs elaborados nos anos de 2006, 2007 e 2008 no que se refere ao consumo de eletricidade, a capacidade instalada de usinas hidrelétricas e usinas termelétricas. Também é realizada a comparação destas projeções, para o ano de 2008, com o efetivamente verificado neste ano.

De maneira análoga, também se compara as projeções, para o ano de 2014, dos PDEs elaborados nos anos de 2006, 2007, 2008, 2010 e 2011 no que se refere ao consumo de eletricidade, a capacidade instalada de usinas hidrelétricas e usinas termelétricas.

Na Figura 3.4 pode-se visualizar graficamente as comparações realizadas. Na comparação entre o projetado e o realizado, foram encontrados os seguintes desvios: até 19% na capacidade instalada de usinas termelétricas; no máximo 2% na capacidade instalada de UHEs; e até 12% no consumo de eletricidade em 2008. Analisando-se as variações entre as projeções de PDEs para 2014, o maior desvio entre os planos é de 8% na capacidade instalada de UHEs e de 5% na capacidade instalada de UTEs.

O consumo de eletricidade de 2008 foi projetado imaginando um recrudescimento dos impactos da crise econômica mundial em curso, no Brasil. Esta previsão acabou por se mostrar pessimista, ou seja, os impactos foram menores do que o previsto e o consumo de energia elétrica foi maior que o projetado.

Observa-se, na Figura 3.4, uma queda acentuada nas projeções do consumo de eletricidade para 2014 a partir do PDE 2016, plano elaborado no ano que antecedeu o aprofundamento da crise internacional. Com a visão mais clara do que poderia ocorrer no cenário internacional e no Brasil, as projeções, na medida em que sua elaboração se aproxima de 2014, mostram tendência na diminuição do consumo, de forma praticamente linear, a cada ano que se aproxima de 2014.

No que concerne à geração hidráulica, observa-se um aumento dos obstáculos para obtenção do licenciamento ambiental e conseqüente indisponibilidade de projetos de hidrelétricas nos leilões; isto é reforçado pela pouca disponibilidade de novos estudos de inventário e de viabilidade, atividades retomadas pelo governo federal via EPE, mas que irão surtir efeitos somente em anos subsequentes. Assim, a projeção da capacidade instalada em UHEs reduz-se significativamente do PDE 2016 para aquele realizado no ano seguinte, mantendo-se neste patamar nos próximos três planos subsequentes.

Em relação à capacidade instalada em UTEs, observa-se, com exceção do PDE 2017, uma tendência de diminuição no valor projetado.



Figura 3.4 - Previsões de consumo de eletricidade e capacidade instalada em usinas hidrelétricas e centrais termelétricas dos PDEs para os anos de 2008 e 2014 e valores verificados em 2008

Fonte: EPE (PDEs) e ONS (COUTINHO, 2010) – (elaboração própria)

3.7. Os encargos setoriais e a sua repercussão na tarifa de energia elétrica

Para incentivar certas fontes de energia na geração de eletricidade, para subsidiar a universalização do acesso à eletricidade e o consumo de populações de baixa renda, e para aumentar a segurança no suprimento de energia elétrica, o governo federal tem criado, ao longo da última década, diversos mecanismos cujas fontes de recursos constituem os chamados “encargos setoriais”. A ideia é interessante, contudo, em geral, estes mecanismos não são respaldados por políticas de longo prazo e nem há uma estrutura de planejamento, para o médio e longo prazo, que lhes dê sustentação. Os principais estão relacionados a seguir:

- Incentivo às fontes alternativas através do Programa Proinfa;
- Leilões de Energia de Reserva (LER), cujos recursos provêm da cobrança dos Encargos de Energia de Reserva (EER);
- O desenvolvimento de certas fontes de energia para geração de eletricidade, como é o caso do carvão mineral nacional, por intermédio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Subvenção aos consumidores da subclasse “Residencial Baixa Renda”, através da CDE;
- Custeio da universalização do acesso à eletricidade através da CDE;
- Mecanismo de garantia dos níveis de armazenamento dos reservatórios das UHEs, minimizando os riscos de escassez de energia elétrica, com recursos do Encargo de Segurança Energética (ESE), que remunera a geração térmica para garantir os citados níveis de armazenamento; e
- O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) foi criado para custear a confiabilidade e a estabilidade do SIN no que se refere ao atendimento da carga. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Esse último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono.

Os encargos setoriais são custeados por todos os consumidores de energia elétrica do País e sofreram, em média, uma elevação de 41% de 2009 para 2010. Considerando o ano de sua

implantação, 2003, a CDE, por exemplo, apresentou um crescimento de aproximadamente 400% até 2010, o que significa uma média em torno de 26 % ao ano. No ano de 2011 este encargo atingiu o valor de R\$ 3,3 bilhões, com previsão de atingir R\$ 3,7 bilhões em 2012 (AGÊNCIA CANAL ENERGIA, 2012).

Com o objetivo de situar-se cronologicamente a criação dos encargos setoriais, na Figura 3.5 está ilustrada um panorama temporal desta criação.

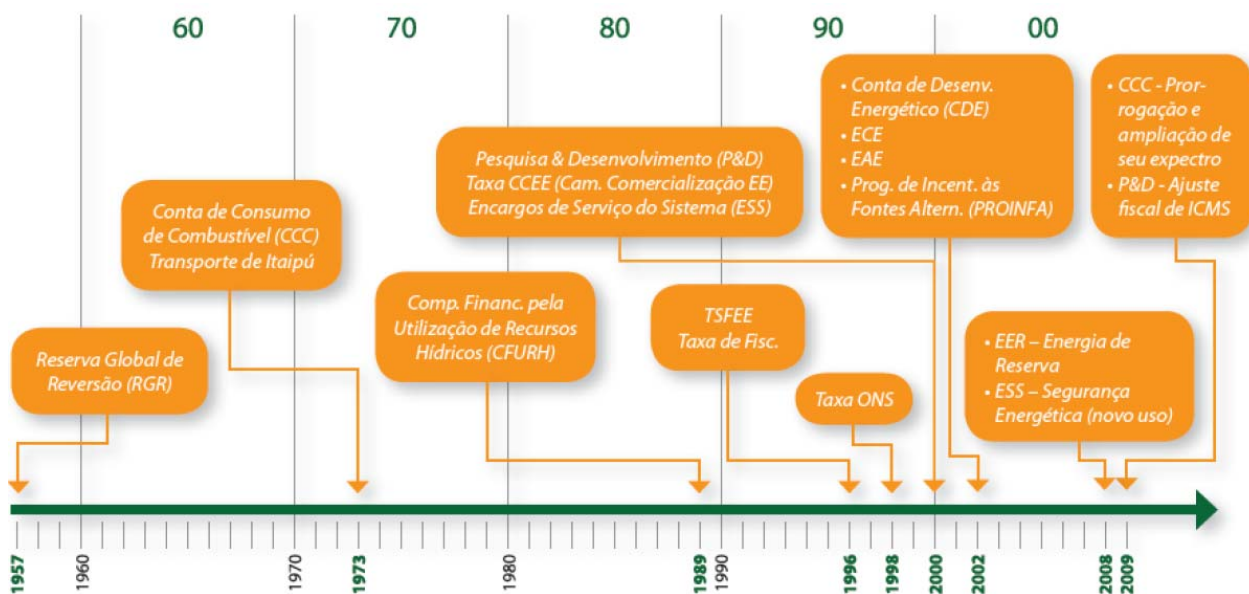


Figura 3.5 – Anos de instituição dos encargos setoriais

Fonte: Bonini (2011)

O Proinfa foi criado em 2002³², com uma primeira fase prevista para ser concluída em 2006 e a segunda fase em 2022. Os contratos do Proinfa apresentam preços de energia mais elevados quando comparados com outras formas de contratação. Em maio de 2009 o valor era de R\$ 165,92/MWh sendo que o valor da energia mais barata na mesma época era de R\$ 71,49/MWh (BAJAY *et al*, 2010) . Os gastos com o programa atingiram em 2008 a cifra de R\$ 895 milhões. Em 2009 foi de R\$ 1,573 bilhão, chegando em 2010 a R\$ 1,81 bilhões. Em 2011

³² O Proinfa foi criado por meio da Lei n. 10.438, de 26/04/2002 e revisado pela Lei n. 10.762, de 11/11/2003.

este encargo atingiu o valor de R\$ 2,06 bilhões, com previsão de alcançar R\$ 2,25 bilhões em 2012 (AGÊNCIA CANAL ENERGIA, 2012).

O ESE foi criado em 2007 e em 2008 já atingiu a cifra de R\$ 2,27 bilhões. O motivo é que este encargo varia de acordo com o comportamento hidrológico das bacias onde se localizam as principais UHEs. Em 2009, devido à hidrologia favorável, o valor do ESE foi de R\$ 234 milhões. Estima-se que, para anos de hidrologia média, o valor deste encargo fique na casa do R\$ 1 bilhão (AGÊNCIA CANAL ENERGIA, 2012).

O EER, cujo objetivo é remunerar as fontes renováveis que forem utilizadas como apoio à manutenção dos volumes armazenados nos reservatórios das UHEs, iniciou sua vigência em 2009 com um valor de R\$ 31 milhões e previsão de R\$ 488 milhões para 2010. Para o ano de 2013 projeta-se um valor de R\$ 2,77 bilhões, representando um aumento de 467 % sobre os valores de 2010. Caso esta tendência se mantenha, o valor do EER superará a CDE e será o maior de todos os encargos.

O ESS para o ano de 2010 ficou em R\$ 1,7 bilhões. Em 2011 (computado até outubro) alcançou R\$ 1,08 bilhões (CCEE, 2012). Estima-se que o ESS para o ano de 2012 alcance o valor de R\$ 1,1 bilhões (AGÊNCIA CANAL ENERGIA, 2012).

Em 2011, o total dos encargos somava R\$ 17,8 bilhões até o mês de novembro. No ano de 2012 a previsão é que este montante atinja R\$ 19,2 bilhões (AGÊNCIA CANAL ENERGIA, 2012).

A Figura 3.6 apresenta a variação (em percentual), de 1998 a 2010, dos encargos setoriais em comparação com a variação do consumo de eletricidade, o IPCA e o IGP-M. Foi obtida a linha de tendência para estas séries, com os seguintes resultados: encargos setoriais ($y = 53,794x - 81,685$), consumo ($y = 4,0954x - 9,0109$), IPCA ($y = 10,031x - 10,911$) e IGP-M ($y = 16,584x - 10,778$). Nota-se que a tendência do crescimento dos encargos em relação ao consumo é de cerca de 13 vezes, em relação ao IPCA de 5 vezes e em relação ao IGP-M na ordem de 3 vezes. Isto

denota que o crescimento nos valores de custeio dos encargos setoriais está muito acima do crescimento do consumo e também dos índices de inflação, o que no médio e longo prazo tende a provocar uma elevação na tarifa final de energia elétrica, em valores reais.

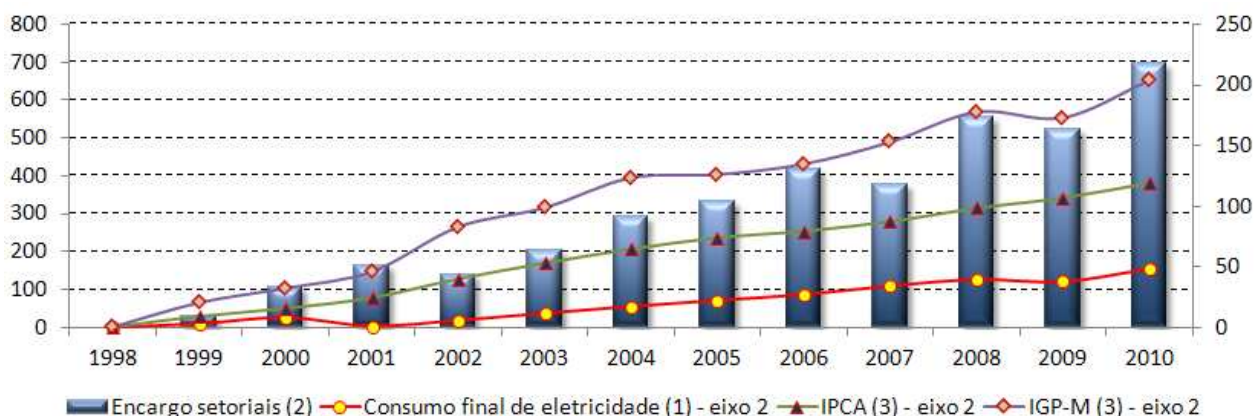


Figura 3.6 – Variação (em %) dos encargos setoriais, consumo, IPCA e IGP-M

Fontes: (1) BEN (2011), (2) Bonini (2011), (3) BCB - SGS

A participação dos encargos na tarifa de energia elétrica pode se elevar a valores insustentáveis, requerendo do governo federal ações no sentido de corrigir esta distorção, sob pena de chegar ao ponto de se instituir uma crise no setor.

3.8. A desverticalização do setor elétrico no novo modelo e as suas consequências nos segmentos de geração, transmissão e distribuição

Os segmentos de geração (G), transmissão (T) e distribuição (D) estavam, até o início da década de noventa, em posse de empresas estatais, em sua quase totalidade. Durante o governo Fernando Henrique Cardoso, a opção foi por facilitar o processo de privatização do setor. Logrou-se êxito no que se refere ao segmento D. Entretanto, devido a reação de alguns setores da sociedade e, especialmente, alguns políticos cujos interesses estão estritamente ligados ao setor elétrico estatal, fortes resistências foram encontradas para a privatização dos setores G e T. Exceção se faz com relação à Eletrosul, cujos ativos do segmento G foram privatizados.

No governo Lula e, por continuidade, no governo Dilma Russef, o setor estatal foi fortalecido, sendo que o segmento GT em posse de empresas estatais assim foi mantido. Manter estes segmentos sob a tutela de empresas estatais foi uma estratégia adotada com o objetivo de utilizar o poder de negociação destas empresas na superação dos muitos obstáculos que se apresentam relacionados aos empreendimentos de G e T. No modelo adotado pelo governo federal, de consórcios com participação minoritária, as empresas estatais, em conjunto com empresas privadas, constituem sociedades de propósito específico (SPE), por intermédio das quais são viabilizados os empreendimentos. As empresas estatais atuantes nos segmentos de G e T são empresas de grande porte que possuem cargos políticos nomeados nos níveis hierárquicos superiores. Este fato lhes facilita superar obstáculos, como, por exemplo, restrições relacionadas ao licenciamento ambiental e a obtenção de financiamento público. Estas “facilidades” atraem as empresas privadas, que se “ancoram” nas empresas estatais, e estas últimas acabam por desempenhar o papel de mitigadores dos riscos dos investimentos privados.

Além disso, nestas SPEs, as empresas estatais acabam por entrar com sua *expertise* de projeto, construção, operação e manutenção sem serem devidamente remuneradas para isto. Estes fatos podem ser encarados como efeitos colaterais normais do modelo, contudo não se pode deixar de mencionar que também representam uma distorção dentro do escopo do novo modelo do setor elétrico que, como uma das premissas, preza pela competitividade empresarial.

Na Figura 3.7 estão apresentados os percentuais de participação do Estado e da iniciativa privada nos segmentos de geração, transmissão e distribuição (GTD) em 2008. Note-se que o segmento de geração tem predominância estatal. No segmento da transmissão existe um equilíbrio entre a iniciativa privada e a estatal, com pequena vantagem para a iniciativa privada. Já no segmento de distribuição há uma presença maciça do capital privado, sendo que apenas uma pequena parcela encontra-se em mãos do Estado. Esta pequena parcela, ampliada no ano de 2011, corresponde à distribuição de eletricidade em mercados pouco rentáveis e de difícil gerenciamento, a exemplo daqueles localizados em regiões inóspitas tais como o interior dos estados da região Norte. Em 2011 a Eletrobras assumiu o controle de praticamente todas as

empresas distribuidoras deficitárias localizadas naquela região, com o objetivo de saneá-las. A questão que se coloca é que o consumidor de energia elétrica brasileiro irá arcar com o custeio destas empresas deficitárias. Além disto, compromete-se a eficiência empresarial da Eletrobras, prejudicando os acionistas minoritários que acabam por serem prejudicados no montante de seus dividendos e na valoração acionária da empresa.

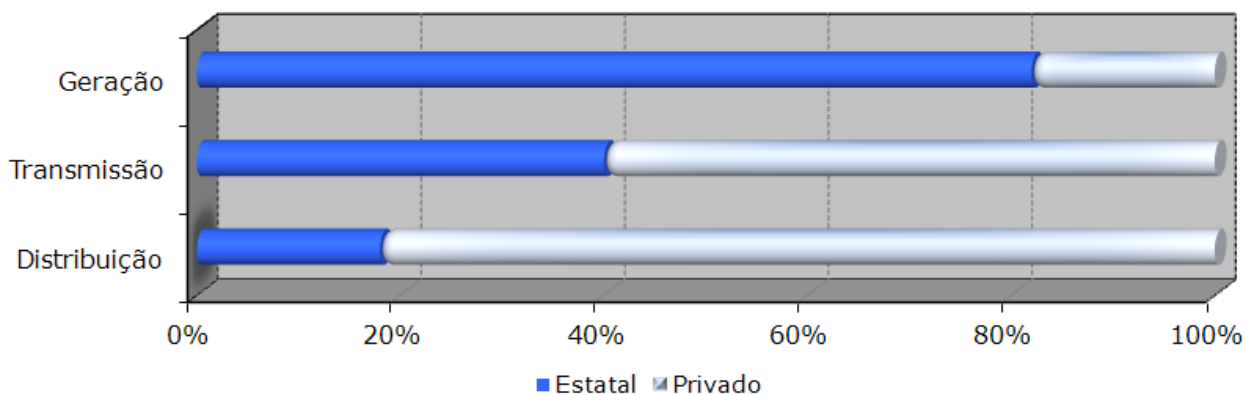


Figura 3.7 - Participação do Estado e da iniciativa privada nos segmentos de GTD

Fonte: HUBNER, 2008 (elaboração própria)

Esta constatação permite algumas reflexões a respeito da atual estrutura empresarial do setor elétrico brasileiro. O segmento de distribuição é um monopólio natural que se encontra, em sua grande maioria, em posse do capital privado, com exceção das empresas deficitárias. Isto coloca a necessidade de uma regulação muito bem articulada e vigilante sobre este segmento, de um lado atraindo a iniciativa privada e, por outro, protegendo o consumidor cativo de eventuais abusos por parte das concessionárias. Os ganhos, para o capital privado, estariam, a princípio, na aplicação de métodos de gestão que permitam auferir bons resultados entre um ciclo de revisão tarifária e outro, compartilhando com os consumidores, no ciclo seguinte, os ganhos de produtividade alcançados em um determinado ciclo.

No segmento de transmissão a remuneração se baseia na Receita Anual Permitida (RAP), que depende da disponibilização dos ativos de transmissão (AT), tais como linhas, transformadores e bancos de capacitores, pelos agentes concessionários. Este mecanismo visa fornecer ao Operador Nacional do Sistema (ONS) uma ferramenta por meio da qual seja possível

fiscalizar e punir os agentes da transmissão, caso os mesmos não minimizem a indisponibilidade de seus equipamentos.

Estes agentes, que outrora atuavam de forma colegiada, participando ativamente dos estudos visando garantir a segurança e confiabilidade do suprimento, agora restringem seu foco de atuação, por força do modelo implantado, na gestão de seus ativos. Uma vantagem deste modelo, sob a perspectiva dos agentes, é possibilitar a previsão de fluxo de caixa para todo o período da concessão.

Uma desvantagem é que os agentes agora estão com toda atenção voltada apenas “para o seu quintal” não tendo nenhuma obrigação legal de compromisso com o sistema interligado, sob a ótica da segurança elétrica ou energética. O *core business* das empresas concessionárias de G e T passou a ser a gestão dos seus ativos de geração e transmissão como foco em sua disponibilidade máxima.

Uma falha da sistemática atual é a forma como foram estabelecidos os critérios de franquia para que seja possível realizar manutenção nos ATs sem sofrer descontos na RAP. Um bom exemplo é propiciado pelas franquias estabelecidas para as linhas de transmissão, que consideram os níveis de tensão e o comprimento da linha como critérios para determinar a RAP. Nenhuma menção se faz às dificuldades de acesso que, via de regra, correspondem à maior parte do tempo gasto durante uma atividade de manutenção que envolva chegar, por exemplo, a locais de topologia irregular e de difícil acesso.

No segmento de geração, o destaque está nos leilões de energia, onde há o estabelecimento de contratos de longo prazo entre as geradoras e os consumidores no ACR. Este mecanismo, aliado ao marco regulatório existente, possibilita a viabilização técnico-econômica dos empreendimentos além de oferecer, aos consumidores e empreendedores, segurança de suprimento e de disponibilidade orçamentária, respectivamente, o que vai ao encontro de um dos pilares do atual modelo.

Um dos problemas que se pode destacar neste segmento é a redução artificial dos preços que o poder concedente busca para o ACR, o que leva os geradores a tentar a compensação no ACL, de forma a elevar a lucratividade do empreendimento. Um exemplo marcante deste problema é o que ocorreu com o leilão de Santo Antonio e Jirau. Os baixos preços da energia comercializada no ACR (R\$ 85,01/MWh e R\$ 74,81/MWh, respectivamente) foi conseguida, em parte devido o governo ter definido que 30 % da energia produzida por estas usinas poderia ser comercializada no ACL (os valores situam-se na faixa de R\$ 130-140/MWh). É um pleito dos consumidores livres que esta distorção seja resolvida, uma vez que isto leva a oneração da produção. Além disso, esta situação caracteriza-se como uma espécie de subsídio cruzado e, como não há benefício para o ACL, não há sustentação futura para este processo (BAJAY, 2010).

3.9. Os resultados dos últimos leilões de energia e os impactos na matriz de energia elétrica

Consta, dentre as atribuições do MME, a formulação de políticas energéticas e do CMSE, em conjunto com a EPE, o monitoramento do setor elétrico e a ação em situações nas quais se apresentem obstáculos que possam dificultar, ou impedir a implantação destas políticas energéticas. As atribuições, destes dois órgãos são mais detalhadas no Capítulo 2. A composição da matriz de energia elétrica depende da formulação e da aplicação destas políticas de maneira que os interesses nacionais sejam atendidos e, certamente, a inserção maciça de fontes fósseis na produção de eletricidade, de forma desordenada e sem controle, não está entre estes interesses.

O problema da carência de projetos de UHEs nos leilões de “energia nova”, notadamente até o ano de 2010, está intimamente relacionado às responsabilidades pela elaboração dos estudos de inventário, principalmente no período do governo FHC até a criação da EPE, já no governo Lula. Anteriormente a este período os estudos de inventário eram realizados pelas empresas estatais. Cada empresa era incumbida e realizava os estudos em sua área de concessão. Durante o governo FHC estas, devido a restrições de orçamento, em função da política de privatização do setor, não realizaram novos estudos. Para suprir esta lacuna, este papel foi atribuído à ANEEL.

Contudo, como não se tratava de uma de suas principais atribuições e também devido a problemas de dotação orçamentária deste órgão, os estudos de inventário continuaram estagnados. Esta lacuna de tempo sem realização de estudos de inventário reflete-se até os dias atuais. Tão grave é a consequência, que os grandes projetos dos rios Madeira e Xingu foram baseados em estudos de inventário que remontam à época em que estes eram realizados pelas empresas estatais, tendo sido apenas atualizados. O que se pode observar de positivo neste sentido é que estes estudos acabaram por passar por vários crivos, foram aprimorados no decorrer dos anos e observou-se a crescente preocupação, em cada revisão, de minimizar os impactos ambientais. Isto acabou por levar a uma melhor consolidação destes estudos facilitando sua viabilização de fato, culminando nos grandes projetos de UHEs atuais, como por exemplo as usinas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

Entre as sérias consequências da falta de políticas energéticas de longo prazo para o setor elétrico brasileiro, conforme discutido neste capítulo, estão os resultados dos leilões de energia nova A-3 e A-5 realizados em setembro de 2008. No leilão A-5 de 2008 foram negociados 3.125 MW médios, com contratos de 15 a 30 anos e início de suprimento partir de 2013. Destes, somente 3,9% são provenientes de uma única hidrelétrica, 1,1% procedente de usinas alimentadas por bagaço de cana, 8,8% são originários de uma termelétrica a carvão mineral importado, 22,5% são oriundos de termelétricas a GNL e os 63,7% restantes deverão ser gerados a partir de termelétricas a óleo combustível. Pelo fato de não existir um portfólio de novos projetos de UHEs com licença prévia emitida, os negócios do leilão se deram com base em energia oriunda de fontes não-renováveis.

Desde a sua implantação até 2008, foram negociados, no Ambiente de Contratação Regulado, 17.018 MW médios, em 7 leilões. A Figura 3.8 apresenta a distribuição dos montantes negociados.

Este balanço demonstra ter havido um avanço na participação de fontes fósseis e não renováveis. A energia contratada oriunda de fontes fósseis superou, em muito, as fontes renováveis no período, 37,7 % (hídricas) contra 62,3 % (térmicas sendo 59,9% fósseis).

A duas únicas entradas representativas de energia hidráulica na composição da matriz de energia elétrica, considerando o novo modelo do setor elétrico até o ano de 2008, foram correspondentes a UHE Santo Antonio (3.150 MW, originalmente) em 2007 e UHE Jirau (3.750 MW, originalmente) em 2008.

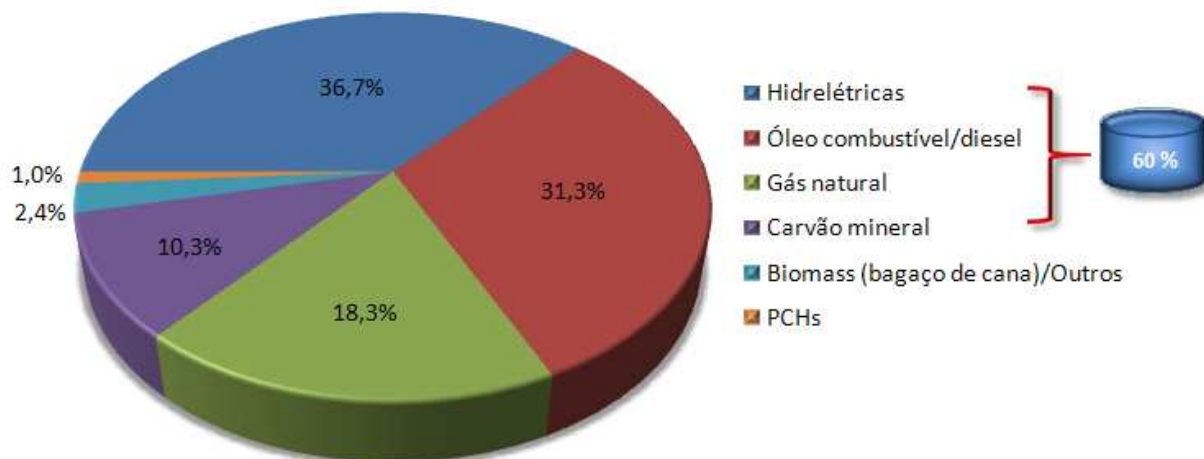


Figura 3.8 - Distribuição das fontes de energia negociadas no ACR até 2008

Fonte: ZIMMERMANN, 2008 (elaboração própria)

Os leilões de energia nova de 2009 também apresentaram resultados pífios em relação a hidreletricidade em especial. Houve contratação de 1805,7 MW de eólicas como energia de reserva. No 8º leilão (A-3), realizado em 27/08/2009, apenas dois empreendimentos comercializaram energia: uma PCH e uma UTE a bagaço de cana-de-açúcar. O 9º leilão (A-5), previsto para 21/12/2009, foi cancelado devido à ausência de ofertas de UHEs.

Os leilões de energia nova de 2010 apresentaram melhor desempenho no que concerne à energia hidráulica, uma vez que incorporaram a UHE Belo Monte. O 10º leilão (A-5), realizado em 30/07/2010, envolveu a entrada de 809 MW de potência hidráulica, distribuídos entre 4 PCHs e 3 UHEs. Ainda em 2010 foi realizado o 2º leilão de fontes alternativas, em 26/08/2010. Os empreendimentos que lograram êxito foram: 5 PCHs (101 MW de potência instalada e

62,4 MWmed de garantia física), 1 UTE a bagaço de cana (65 MW de potência instalada e 36,5 MWmed de garantia física), 50 usinas eólicas (1.520 MW de potência instalada e 658,5 MWmed de garantia física).

No ano de 2011, os resultados foram novamente pouco significativos para a hidreletricidade nos leilões de energia nova, com a incorporação de apenas uma nova UHE (UHE São Roque - 135 MW). Observa-se a maciça participação da energia eólica, seguida pelo gás natural e pela biomassa. O leilão A-3 incorporou a ampliação da capacidade instalada da UHE de Jirau em 450 MW; esta última não pode ser considerada uma nova UHE, uma vez que as licenças ambientais, etapa mais crítica do empreendimento, já se encontravam emitidas. Os contratos de energia eólica equivaleram a aproximadamente 1.067 MW. A biomassa participou com 4 UTEs totalizando 197,8 MW (bagaço de cana-de-açúcar). O gás natural teve participação significativa neste leilão, com entrada de 1.029 MW (2 UTEs). No leilão de energia renovável complementar (LER), houve a contratação de 951 MW de eólicas, 267 MW em biomassa de cana-de-açúcar (4 UTEs) e 30 MW em biomassa de cavaco/resíduo de madeira (1 UTE). No leilão A-5 houve a entrada de 135 MW de hidreletricidade (UHE São Roque), 976,5 MW de energia eólica e 100 MW de biomassa cana-de-açúcar (2 UTEs). Novamente aqui se verifica a ausência de um portfólio de novos projetos de UHEs, o que resultou na contratação de grande quantidade de energia eólica, pois o mercado não poderia prescindir de ser atendido.

Além de ter havido o aumento da participação das UTEs a combustíveis fósseis na oferta de energia elétrica, há ainda a questão de que este aumento foi, majoritariamente, de UTEs “mais caras”. Este fato está relacionado à forma como estas são classificadas e remuneradas. Deve-se considerar que, ao realizar uma análise de viabilidade econômico-financeira de um empreendimento, o empreendedor considera fatores tais como: investimento inicial, custos com operação e manutenção, a venda de energia elétrica e, no caso de usinas térmicas, o custo do combustível. O objetivo básico, neste sentido, é a obtenção do maior lucro possível, ou seja,

remuneração do capital a níveis compensadores (taxa de retorno ou TIR³³ em relação à TMA³⁴) e o menor *payback*³⁵ possível (SA JUNIOR e AZEVEDO, 2002).

As usinas termelétricas são classificadas em termelétricas de base (TBs) e termelétricas complementares (TCs). As TBs requerem maior investimento, mas possuem custo variável unitário (CVU)³⁶ mais baixo, quando comparadas às TCs. As TCs, por sua vez, demandam menor investimento e menor tempo de construção, mas apresentam maior CVU. As TCs normalmente são contratadas na modalidade “disponibilidade de energia” e, quando despachadas, seus custos variáveis são arcados pelo *pool* de agentes que adquiriu a energia desta usina, desonerando o investidor destes custos. Portanto, os investidores podem estipular uma receita fixa relativamente menor para estas usinas. Os investidores em TBs, quando participam de leilões com contratações na modalidade “disponibilidade de energia” precisam estabelecer receitas fixas maiores para estas usinas, para remunerar investimentos maiores, em comparação com as receitas fixas das TCs.

As TCs tem pouca chance de serem despachadas pelo ONS, pois em condições hidrológicas regulares, o que ocorre na maioria dos períodos, sua posição na ordem de mérito é bastante baixa (CVUs elevados). Já as TBs, por possuírem CVUs mais baixos, tem maiores chances de serem despachadas pelo ONS.

Logo, há uma tendência de se beneficiar, na contratação na modalidade “disponibilidade de energia”, usinas com receita fixa mais baixa, porém custo variável mais elevado. Esta constatação, aliada à tendência às crescentes dificuldades para implantação de UHEs, potencializa o problema e, nada sendo feito para resolvê-lo ou ao menos mitigá-lo, os impactos nas tarifas ocorrerão, inexoravelmente.

³³ A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa necessária para igualar, em termos de valor presente, o investimento requerido, com os seus respectivos retornos futuros, ou saldos de caixa. Na análise de investimentos ela significa a taxa de retorno de um projeto.

³⁴ A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é uma taxa que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar quando faz um financiamento.

³⁵ Payback, ou tempo de retorno, é o período de tempo necessário para que um projeto recupere o capital investido.

³⁶ O CVU engloba todos os custos operacionais do empreendimento, exceto aqueles considerados na formação da receita fixa, e é usualmente decomposto nas parcelas “custo do combustível” e “custo de operação e manutenção”.

3.10. As emissões de CO₂ no setor elétrico brasileiro

No Brasil, a geração de eletricidade representa um percentual bastante reduzido das emissões de CO₂ em relação ao total. O setor de energia como um todo é responsável por 23% das emissões, segundo dados de 2004. A parcela do setor elétrico representa apenas 2,5% do total. Desta forma, para se conseguir atacar o problema do CO₂ com resultados efetivos, não é no setor elétrico que os recursos para redução de CO₂, que são limitados, necessitam ser aplicados. Na Figura 3.9 estão detalhados os percentuais de participação nas emissões de CO₂ dentro do setor de energia.

Diretrizes objetivando reduções nas emissões de gases de efeito estufa podem trazer repercussões econômicas e financeiras de grande monta. Para o setor de energia, caso se estipule, por exemplo, uma meta de redução de 1,7 Gt de CO₂, o volume de incentivos necessários atinge US\$143 bilhões. Para se alcançar o mesmo montante de redução, no que se refere ao uso da terra e desmatamento, o volume de incentivos é de US\$46,8 bilhões, ou seja, 13,5 vezes menor (CALOU, 2009).

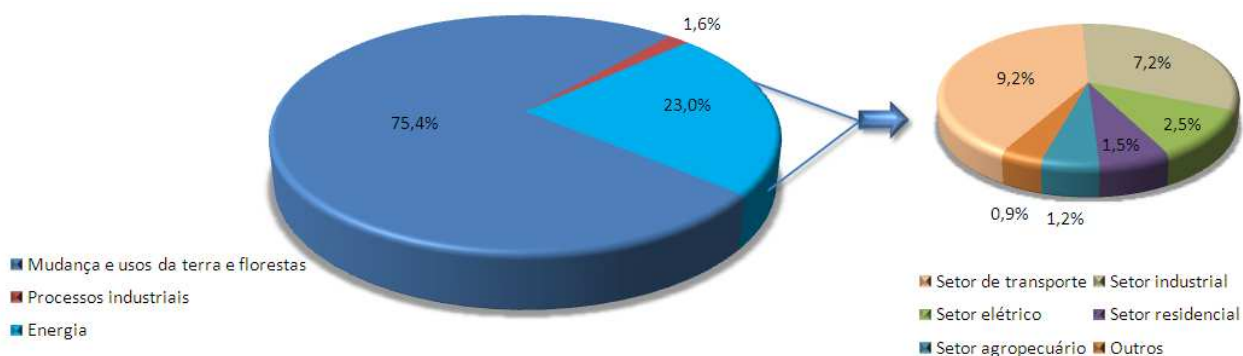


Figura 3.9 - Emissões de CO₂ no Brasil e suas principais fontes

Fonte: VENTURA, 2009 (elaboração própria)

O estudo realizado pelo *World Resources Institute* denominado *Climate Analysis Indicators Tool* (CALOU, 2009) aponta que o Brasil ocupa a 96^a entre os países, no que concerne às emissões de CO₂ *per capita* especificamente do setor elétrico (BRAZIL, 2010). A título de

comparação qualitativa as emissões do Brasil encontram-se no nível de 0,3 tCO₂equ/hab., enquanto outros países com nível de desenvolvimento econômico semelhante estão em um patamar bem superior, por exemplo: México (1,6 tCO₂equ/hab.), China (2,0 tCO₂equ/hab.), África do Sul (4,5 tCO₂equ/hab.), Rússia (6,5 tCO₂equ/hab.). Mencionando os países mais desenvolvidos a diferença se torna ainda mais significativa: Canadá (5,9 tCO₂equ/hab.), EUA (9,3 tCO₂equ/hab.), Austrália (11,6 tCO₂equ/hab.).

Outros exemplos de políticas que contrapõe as metas de redução nas emissões de CO₂ é o estímulo à venda de automóveis, por intermédio de incentivos fiscais, e a atenção insuficiente às vias modais de transporte em larga escala com baixa emissão de GEE, a exemplo das hidrovias e ferrovias. Na Figura 3.10 está apresentada uma comparação entre os modais hidroviário, ferroviário e rodoviário considerando impactos ambientais, custos (representado pelo consumo de combustível) e eficiência energética. É nítida a desvantagem em privilegiar o meio rodoviário de transporte tanto de vista do ponto socioambiental como econômico e técnico.

Onerar o consumidor brasileiro, sabendo-se que existem aqui milhões de pessoas que não tem sequer uma geladeira, com programas de redução orientados para o setor elétrico é no mínimo um contrassenso, dada a baixa participação deste setor nas emissões de CO₂.

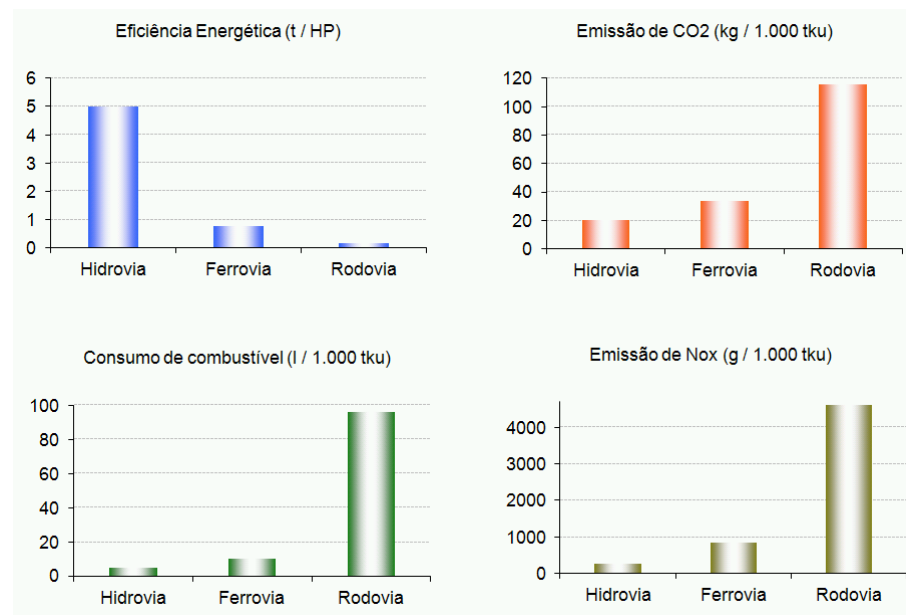


Figura 3.10 - Comparação entre os modais de transporte de carga sob aspectos ambientais, custos e eficiência energética³⁷

Fonte: BARBOSA, 2007 (elaboração própria)

3.11. A questão do uso múltiplo da água dos reservatórios de UHEs no Brasil

Um fato relacionado à questão da diminuição na capacidade de regularização do SIN e que pode ser considerado de ainda maior preocupação é a restrição que vem sendo oferecida à entrada de novas UHEs na matriz de energia elétrica brasileira, mesmo aquelas que não contribuem para a regularização, ou seja, UHEs a fio d'água. A tônica que tem sido adotada para justificar esta restrição são os impactos socioambientais causados pelas UHEs.

Na fase de instalação de uma UHE, a região onde está localizado o empreendimento passa por transformações e impactos de relevante importância. Os problemas são variados na sua forma e repercussão. A remoção de vegetação, interferindo no ecossistema local; a necessidade de retirada de famílias de suas residências, deslocando-as para outros locais; a questão das reservas

³⁷ A unidade tku (toneladas transportadas por quilômetro útil) utilizada nestes gráficos corresponde à uma unidade física que mede esforço. Corresponde à quantidade de toneladas de carga transportada multiplicada pela distância percorrida pela mesma.

indígenas; o aumento do contingente de pessoas na etapa das obras ocasionando problemas de infraestrutura e interferências de âmbito social. Enfim, trata-se de uma gama de impactos significativos e que podem deixar consequências que demandam anos para serem corrigidas.

Todavia, é importante observar que os empreendimentos hidrelétricos somente tem suas obras iniciadas após obtenção das licenças prévias de instalação, as quais contêm condicionantes bastante exigentes no que se refere a estes impactos, assim como medidas mitigadoras e compensatórias que minoram estes impactos. Atualmente, os valores destinados a estas medidas são elevados e podem chegar a representar de 15 a 25 % do total do investimento. A destinação destes recursos é rigorosamente fiscalizada não só pelos organismos ambientais do Estado, como também pelo poder judiciário e, até mesmo, por ONGs.

Os impactos positivos trazidos pelas grandes projetos de UHEs em geral não são evidenciados ou não são devidamente considerados. Há que se levar em conta que as regiões onde as grandes UHEs são construídas são, via de regra, pouco desenvolvidas sob os pontos de vista econômico e social. São dezenas de milhares de postos de trabalho criados, muitos deles preenchidos com mão de obra local, aumento na receita dos municípios atingidos pelo reservatório e barragem, realocação dos afetados, os quais, não raro, recebem moradias e saneamento em condições melhores em relação aquelas que possuíam antes da realocação (DESTER *et al*, 2012a).

Houve um caso onde a área destinada ao reassentamento foi superior em cinco vezes a área ocupada pelo lago da UHE. Na média, os valores de investimento por família reassentada correspondem a três vezes os valores destinados pela reforma agrária para uma mesma família. Outro fato de destaque são os Planos Diretores criados para as cidades sob a influência dos empreendimentos. Estes planos propiciam uma integração entre estas cidades, levando a melhoria na destinação dos recursos, incluindo aqueles oriundos da CFURH³⁸ (DESTER *et al*, 2012b).

³⁸ A CFURH é um encargo pago pelas geradoras de energia elétrica de origem hidráulica. Os recursos da CFURH constituem uma das principais fontes de receita de vários municípios para aplicação em educação, saúde e segurança (definição da ANEEL).

O problema da rejeição à construção de UHEs com reservatórios poderia ser resolvido, ou pelo menos mitigado, com a integração do projeto para geração de energia elétrica com os benefícios trazidos pela implantação deste, com destaque para os usos múltiplos da água dos reservatórios. Hoje não existem políticas neste sentido.

As ações que buscam criar mecanismos para agregação de serviços adicionais ao reservatório são pontuais e não possuem coordenação com outros setores de forma que sua exploração seja viável. Para ilustrar este problema, pode-se citar uma nova UHE onde existe uma eclusa prevista, como é o caso das UHEs Santo Antonio e Jirau. A construção de eclusas nestas usinas elevou o trecho de navegação dos atuais 1.056 km para 4.225 km à montante de Porto Velho, conectando os rios Madeira, Mamoré e Guaporé (Brasil), Beni (Bolívia) e Madre de Dios (Peru). Entretanto, não existe um projeto integrado de utilização desta eclusa como um elemento facilitador da navegabilidade do rio onde a mesma será construída. Não há articulação com os setores econômicos que farão uso deste serviço, de forma que possa fazer parte de uma cadeia de ações estimuladoras do desenvolvimento regional.

O reservatório de uma UHE também pode ser utilizado como uma fonte de água para irrigação, estimulando o desenvolvimento da agricultura e pecuária na região. Contudo, quando se concebe um projeto de UHE, não há uma visão de estabelecimento de articulação com outros órgãos e setores da sociedade com o intuito de integrar o projeto com os serviços de irrigação a partir da água disponível no reservatório. Apesar desta falta de articulação, os reservatórios das UHEs implantadas no rio São Francisco propiciaram a elevação da área irrigada na região abrangida por estes reservatórios em 320.000 hectares (LIMA *et al*, 2002, *apud* MELLO, 2010). Este fato é particularmente notável devido a esta área irrigada se situar no centro da região conhecida como “polígono das secas”.

O mesmo se pode dizer em relação ao aspecto lazer e piscicultura, outras utilizações importantes do reservatório dentro do conceito de uso múltiplo da água. No caso da UHE Furnas, a construção do lago proporcionou a criação de diversos projetos ligados a lazer e moradia de “campo” ao redor do lago, trazendo benefícios para a economia local, relativamente pouco

desenvolvida. São 34 os municípios ribeirinhos ao lago da UHE Furnas que exploram atividades de lazer e pesca (CAMPAGNOLI, 2005 *apud* SOITO, 2011). A eclusa agregada à UHE Barra Bonita, primeira a ser construída na América do Sul, além de ser a atração turística mais divulgada e conhecida na região, assumiu um importante valor econômico por viabilizar a Hidrovia Tietê-Paraná. Outro exemplo de sucesso, neste sentido, é o caso da UHE Ilha solteira.

3.12. A conservação de energia frente à demanda reprimida de eletricidade e a expansão da oferta

A conservação de energia deve ser estimulada no setor elétrico de qualquer país através de políticas públicas consistentes e de longo prazo e instrumentos adequados de implementação, como, por exemplo, incentivos fiscais. Não existe custo de expansão menor ou impacto ambiental menos significativo do que aquele que se pode evitar através da racionalização do uso da energia e da aplicação de técnicas e tecnologias mais eficientes. É inegável a contribuição que a conservação de energia pode trazer para a sociedade, tanto no que se refere à busca de modicidade tarifária, como na redução de impactos ambientais da geração, transmissão e distribuição evitados. Entretanto, não se deve perder de vista que o consumo de energia elétrica usualmente cresce, apesar da conservação de energia, notadamente em países e regiões onde há altos níveis de demanda reprimida, em geral devido a razões econômicas, como é o caso do Brasil.

Existem no Brasil desigualdades socioeconômicas sem paralelo. A verdadeira inclusão social não pode ocorrer sem o crescimento do consumo de energia elétrica e não é possível atender a este crescimento somente com a conservação energética. Sob a ótica da parcela menos favorecida da população a seguinte questão torna-se inevitável: como tornar eficiente um consumo que não existe? Há casos em que o consumo já é mínimo e não há o que tornar mais eficiente. Como aplicar a conservação de energia na residência de uma família que não possui um refrigerador ou uma máquina de lavar roupas ou, o que é pior, sem sequer acesso à eletricidade?

Em 2009, 6,1% das famílias brasileiras não possuíam refrigerador e 55,2% não tinham máquina de lavar roupas³⁹. Considerando que em 2009 a população do Brasil era de, aproximadamente, 193 milhões de pessoas, havia 11 milhões de pessoas sem refrigerador e 106 milhões de pessoas que não possuíam máquina de lavar roupas.

Estes problemas têm melhorado com o decorrer dos anos, mas certamente não estarão resolvidos a curto, ou mesmo em médio prazo. Há um problema ainda mais grave. Trata-se daqueles que não dispõem de eletricidade nos seus lares. O programa “Luz para Todos”, instituído pelo Decreto n. 4.873, de 11/11/2003, tem o objetivo de universalizar a energia elétrica, principalmente no meio rural. Entretanto, há ainda no Brasil, cerca de 2 milhões de pessoas sem acesso à eletricidade.

Analisando a projeção contida no PDE 2020, conforme consta na Tabela 3.2, verifica-se a inevitabilidade da expansão do parque gerador, mesmo considerando a projeção otimista no incremento da energia conservada apresentada no plano. Uma das questões críticas em relação à conservação de energia está relacionado ao fato do segmento onde se tem os maiores potenciais de conservação ser o industrial. Neste segmento somente se investe nesta área se o retorno financeiro for compensador e, sob a ótica pragmática do empresário, a curto prazo. Portanto, incentivos financeiros são necessários para se conseguir resultados expressivos neste setor da economia.

Tabela 3.2 - Projeção do consumo de energia elétrica com conservação de energia

Descrição	2011	2015	2020
Consumo potencial, sem conservação (GWh)	480.759	595.768	754.965
Energia conservada (GWh)	2.709	15.028	33.611
Energia conservada (%)	0,6	2,5	4,5
Incremento médio anual da energia conservada no período (%)	-	53,5	17,5

Fonte: PDE 2020

³⁹ Fonte: IBGE - Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios – PNAD 2010 ano base 2009. Observação: o PNAD 2011 ainda não estava disponível quando da elaboração deste trabalho.

Neste capítulo foram levantadas e discutidas algumas questões relevantes ligadas aos aspectos técnico, econômico e socioambiental e que impactam o processo de planejamento e seus resultados no sentido da construção de uma matriz de energia elétrica sustentável. Este debate tem sua utilidade como base para a elaboração de propostas de diretrizes. De forma a complementar esta base, dando-lhe mais solidez, de forma que as propostas possam estar bem sedimentadas, é realizada no próximo capítulo, uma análise das opções de fontes para geração de energia elétrica das quais o Brasil dispõe contemplando as perspectivas adotadas como critérios de sustentabilidade.

Capítulo 4

Análise das opções de geração na matriz de energia elétrica brasileira sob as perspectivas técnica, econômica e socioambiental

Compor a matriz de energia elétrica com as opções disponíveis, ao menor custo possível, aplicando as melhores práticas do ponto de vista técnico e com os menores impactos socioambientais negativos é tarefa do planejamento, uma vez é que deste processo é que deveria originar-se a definição desta composição. O equilíbrio entre estes fatores é decisivo para promover a sustentabilidade no processo de expansão da oferta de energia elétrica, conforme vem sido discutido neste trabalho. A análise das opções disponíveis, sob os três aspectos mencionados, possibilita evidenciar os pontos positivos e negativos de cada tecnologia, permitindo, assim, aprimorar a fundamentação na elaboração de propostas bem sedimentadas e robustas. Neste capítulo faz-se esta análise, buscando evidenciar as principais opções de produção de eletricidade disponíveis no Brasil.

4.1. A geração de eletricidade baseada na energia eólica

O recurso eólico é uma das mais promissoras formas de geração de energia elétrica de que se dispõe. Trata-se de uma fonte renovável, com baixo impacto ambiental e com custos em tendência de queda. No Brasil, embora ainda se tenha uma participação relativamente pequena na matriz elétrica, tem sido vista como uma alternativa importante para o crescimento do parque instalado uma vez existem regiões que apresentam características bastante favoráveis ao aproveitamento eólico (PNE 2030, 2007). Em termos mundiais, o uso da energia eólica para

produção de eletricidade, em larga escala, vem apresentando crescimento constante em vários países (TOLMASQUIM, 2005).

4.1.1. Aspectos técnicos

A energia eólica é proveniente, em primeira instância, da energia solar e sua ocorrência se dá através de um processo natural decorrente do aquecimento de forma não uniforme da atmosfera e da superfície da Terra. Esta variação origina-se, principalmente, dos efeitos causados pelos diferentes ângulos de incidência dos raios solares na superfície terrestre e, também, pelos movimentos de rotação e translação da Terra. Nas regiões intertropicais os raios solares incidem em ângulos que se aproximam de 90° , enquanto que nas regiões polares a incidência é bastante inclinada, em casos extremos tendendo a 0° . Desta forma, ocorre um gradiente de temperaturas entre a região tropical e as regiões polares. Ocorrendo o aquecimento das massas de ar mais próximas à superfície da terra na região tropical, estas tendem a elevar-se. As massas de ar polares, mais frias e, conseqüentemente, mais densas movimentam-se no sentido de substituir o ar quente que sofreu elevação. Em função deste mecanismo (polo mais frio que os trópicos) ser “eterno”, existem locais na Terra onde os ventos são perenes, justificando, assim, a classificação desta fonte como renovável.

A velocidade do vento pode sofrer variações significativas mesmo a pequenas distâncias (na ordem de centenas de metros). Desta forma, devem-se considerar parâmetros locais para realizar uma avaliação adequada quando do projeto de instalação de aerogeradores. Os principais fatores que influenciam no regime e no comportamento dos ventos, conforme descrito por Dutra (2001) são: a altitude, a rugosidade⁴⁰ do terreno, a existência de obstáculos e a topografia do relevo.

⁴⁰ Rugosidade do terreno é a influência da superfície deste e dos elementos que nela estão contidos sobre a velocidade do vento. A rugosidade de uma superfície de uma determinada área é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos que contém vegetação, áreas construídas e superfície do solo. A rugosidade de um terreno é normalmente parametrizada pela escala de comprimento chamada de comprimento de rugosidade “ h_0 ”, de tal forma que existe uma altura “ h_0 ” não igual a zero que é chamada comprimento de rugosidade.

A energia cinética do vento pode ser convertida em energia mecânica e esta em energia elétrica por intermédio das máquinas denominadas aerogeradores. O modelamento matemático que determina a potência, apresentado por Dutra (2008), é baseado em características do vento e do ar tais como a velocidade do vento e densidade do ar, assim como em características construtivas do aerogerador, tais como diâmetro das pás, conformação física das pás e altura do aerogerador.

A geração de eletricidade a partir da fonte eólica apresenta algumas vantagens que a tornam bastante atraente para ser parte componente da matriz de energia elétrica de qualquer país. Provoca poucos impactos no meio ambiente, o tempo de construção é pequeno se comparado com outras fontes de eletricidade, seu custo unitário é atualmente competitivo com qualquer outra fonte renovável alternativa e diversas fontes convencionais. Contudo, apresenta dois aspectos que devem ser considerados pelas consequências que traz quando de sua integração em um sistema de suprimento de energia elétrica, principalmente quando em larga escala: trata-se da intermitência, ou variabilidade de sua produção e dificuldade na previsão do montante desta produção (CHOMPOO-INWAI *et al*, 2005).

A inserção em larga escala da fonte eólica em um sistema de potência leva a uma gama de impactos significativos na operação destes sistemas. Estes impactos diferem dos tipicamente conhecidos e oriundos das fontes convencionais. Vão desde o baixo fator de capacidade⁴¹, por conta da dependência dos ventos, os quais são, por sua natureza, irregulares no tempo e na intensidade, a estabilidade precária em regime e sob contingências até as repercussões no mercado de energia. Os impactos referentes à estabilidade estão relacionados aos seguintes aspectos: controle da tensão, estabilidade de tensão, controle de frequência e estabilidade transitória (BREKKEN *et al*, 2010).

Existe uma faixa possível de se produzir eletricidade a partir do vento. Abaixo e acima de determinados valores a produção, nos aerogeradores, é bloqueada. Conforme os manuais

⁴¹ O fator de capacidade é a razão entre a energia efetivamente gerada ao longo do ano (MWh) dividida pela energia potencialmente gerável (potência nominal x 8760h).

consultados⁴², há algumas diferenças entre os principais fabricantes e os modelos disponíveis, todavia, para aqueles mais utilizados atualmente, na faixa de potência de 1,5MW a 3,0MW, o valor mínimo para que seja possível produzir eletricidade é de 3 m/s. Ocorre que há períodos quando a velocidade dos ventos pode cair abaixo deste valor, o que significa “zerar” a energia gerada. Na Figura 4.1 pode-se visualizar um exemplo de perfil do regime de ventos por intermédio de dados obtidos de uma estação anemométrica localizada no estado da Paraíba.



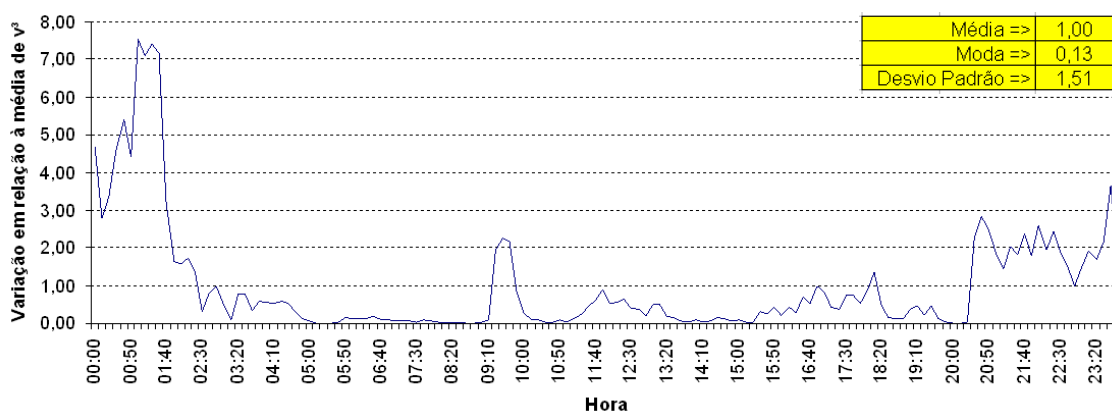
Figura 4.1 - Velocidade do vento na cidade de São João do Cariri – PB (*)
Fonte: INPE/CPTEC (elaboração própria)

Nesta figura pode-se constatar a variabilidade na velocidade dos ventos e os períodos nos quais haveria corte de geração, ou seja, naqueles quando a velocidade do vento encontra-se em valores abaixo de 3 m/s. É importante frisar que, neste local, de acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), a média trimestral e anual da velocidade do vento está acima dos 6 m/s.

Vale salientar que, para efeitos práticos, o que de fato interessa, sob a perspectiva da geração de energia, é a potência que o vento pode disponibilizar para os aerogeradores. Esta potência é diretamente proporcional: ao coeficiente de transformação da potência do vento em potência mecânica no eixo do aerogerador, à densidade do ar, à área varrida pelo rotor do

⁴² Os manuais consultados referem-se aos seguintes fabricantes: General Electric, Siemens, Suzlon, Vestas e Wobben.

aerogerador e ao cubo da velocidade do vento⁴³ (BURTON *et al*, 2001). Tomando-se, a título de exemplo, uma variação de temperatura de 10°C a 35°C, a variação correspondente na densidade do ar é de 1220 kg/m³ para 1120 kg/m³, o que significa uma variação aproximada de 8% na potência presente na massa de ar em movimento (ANEEL, 2001). O coeficiente de transformação de potência e a área varrida pelo rotor podem ser consideradas constantes. Certamente há outros fatores de influência no projeto dos parques geradores e na determinação da potência gerada, contudo, para fins desta análise, o fator velocidade do vento é o ponto determinante. Na Figura 4.2 estão representadas as variações dos valores das velocidades do vento elevadas ao cubo, em relação à média destes valores no dia tomado como exemplo. Neste exemplo, a moda demonstra que a maioria dos valores de potência está bem abaixo da potência média do dia. O desvio padrão demonstra a grande variabilidade dos valores de potência, ou seja, a dispersão em torno da média.



(*) Intervalos de 10 min – a 50m - em 02/03/2006

Figura 4.2 - Variação na potência do vento na cidade de São João do Cariri – PB (*)
Fonte: INPE/CPTEC (elaboração própria)

Na Figura 4.3 estão mostradas duas curvas típicas da potência disponível nos terminais de um aerogerador em função da velocidade do vento. Ainda há outros fatores envolvidos, além da velocidade do vento, tais como: rendimento do gerador propriamente dito e perdas nos estágios de conversão mecânica, nos casos onde exista, ou na conversão eletrônica, nos modelos onde é

⁴³ $P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3$

utilizada. A declividade das curvas de potência é elevada, ou seja, pequenas variações na velocidade do vento provocam grandes variações na potência de saída. O fator primordial neste caso é o fato da potência do vento ser diretamente proporcional ao cubo da velocidade deste. Tomando o exemplo do modelo GE 1.5sle, cuja curva está ilustrada na Figura 4.3, a variação de 1 m/s (na faixa de 6 a 9 m/s) provoca uma variação de 267 kW na potência disponível nos terminais do aerogerador, ou 18 % da potência nominal, ou ainda 33 % considerando a região intermediária da curva. No caso do modelo Vestas-V112 a variação de 1 m/s na velocidade do vento (na faixa de 6 a 9 m/s) causa uma variação de 466 kW na potência gerada, ou 16 % da potência nominal, ou ainda 29 % em relação à região intermediária da curva.



Figura 4.3 - Potência de saída de dois modelos de aerogeradores em função da velocidade do vento

Fontes: GE e VESTAS

Devido, principalmente, às flutuações da geração a partir da energia eólica, a energia proveniente desta fonte é considerada inflexível tanto no ambiente regulado como no ambiente livre de comercialização de eletricidade, e a contabilização é fechada em uma base anual (ANEEL, 2010a). Em um período de um ano uma determinada usina deve gerar o montante de energia contratado. Do ponto de vista contratual e energético isto é possível, pois o que interessa, sob a ótica comercial, é honrar o montante de energia contratado no decorrer de um ano. A

equação, do ponto de vista energético e de longo prazo, está resolvida. Todavia, a dinâmica de curto prazo, com um horizonte de tempo de minutos, ou, até mesmo, segundos, apresenta alguns problemas. Este modelo, de fechamento anual da contratação de energia eólica, é viável se houverem outras fontes de energia elétrica que possam suprir as flutuações inevitavelmente apresentados pela geração eólica, considerando-se curtos horizontes de tempo.

A seguir são apresentados dois exemplos de usinas eólicas em operação no Brasil, para os quais foram levantados dados de geração prevista e realizada, além da energia assegurada (EA) e da capacidade instalada. Os dados, obtidos do Boletim Semanal de Geração do ONS, referem-se ao Parque Eólico de Rio do Fogo, localizado no Rio Grande do Norte, representados na Figura 4.4 e Parque Eólico de Sangradouro, situado em Osório, no Rio Grande do Sul, os quais constam na Figura 4.5. O período abrangido foi de 15 meses, dos quais foi tomada a primeira semana a cada 3 meses para coleta dos dados.

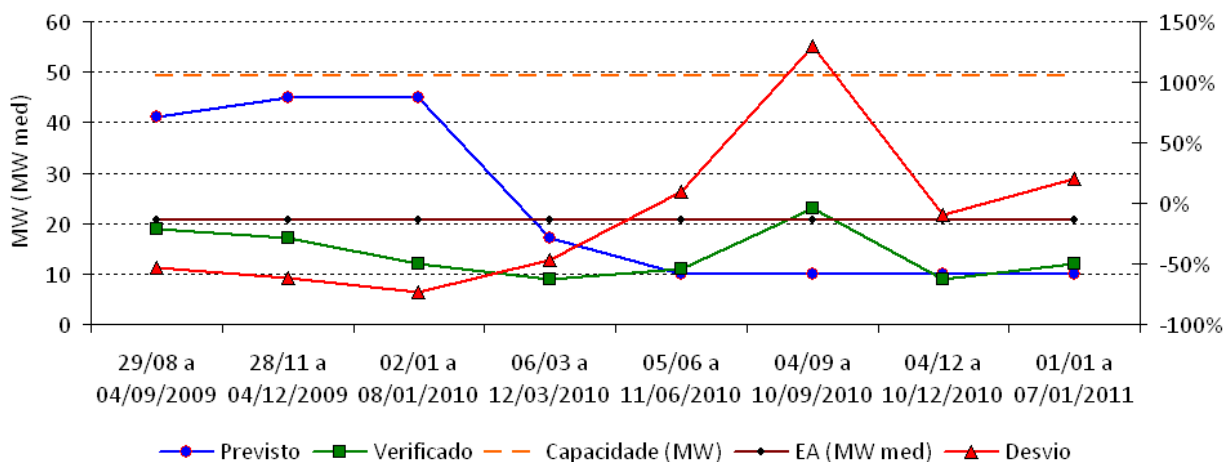


Figura 4.4 - Energia prevista e produzida no Parque Eólico de Rio do Fogo (RN)
Fonte: ONS (elaboração própria)

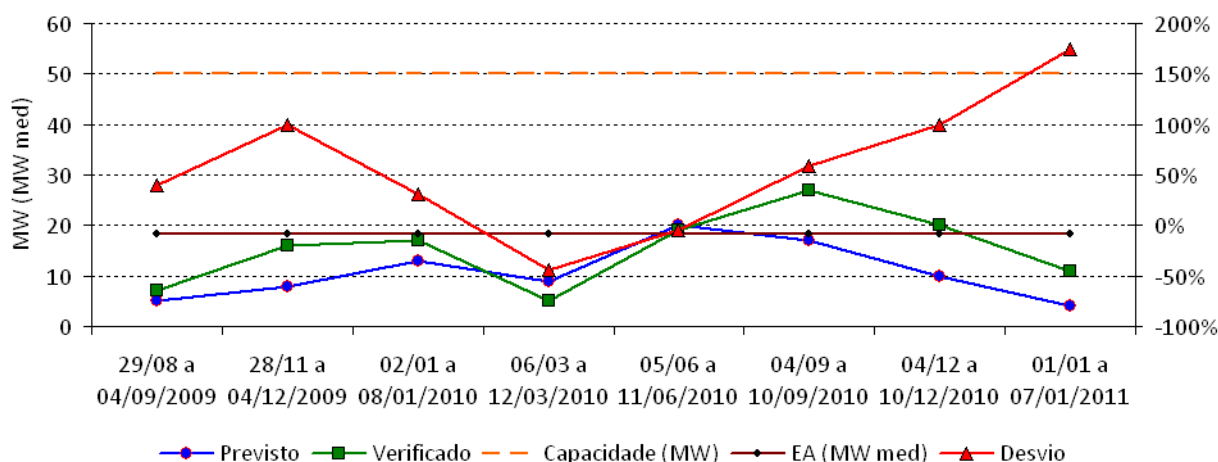


Figura 4.5 - Energia prevista e produzida no Parque Eólico de Sangradouro (RS)
 Fonte: ONS (elaboração própria)

Notam-se grandes variações entre a geração prevista e a realizada nos dois casos. Constata-se, ademais, que a energia produzida, na maioria das semanas analisadas, ficou abaixo da garantia física. Outros casos foram estudados, que apresentaram perfis de imprevisibilidade também elevados.

O problema da previsibilidade na produção de eletricidade a partir da energia eólica também é um fator de influência quando do planejamento da inserção desta fonte na matriz de energia elétrica. Na Tabela 4.1 pode-se verificar o resultado obtido por cinco sistemas diferentes de previsão de produção de parques eólicos. Para a obtenção destes resultados foram simulados sete parques eólicos localizados em diferentes pontos da Espanha. Pode-se notar uma faixa considerável de erros nos sistemas que, por sua vez, são tecnologias modernas de previsão desenvolvidas em um país onde a penetração da energia eólica é a segunda maior do mundo, com 14,5 % de participação no suprimento de energia elétrica em 2009, segundo dados do Global Wind Energy Council. A complexidade no processo de previsão é um fator relevante quando se traça um paralelo entre o comportamento da carga, assunto já levantado no Capítulo 3, o qual possui previsão relativamente precisa no curto prazo, e o desempenho da geração eólica.

Tabela 4.1 - Erros médios obtidos por sistemas de previsão da produção de energia elétrica em parques eólicos

Parque Eólico	Número de aerogeradores	Potência instalada (kW)	Erros médios (%)				
			Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
1	26	7.800	43,69	48,98	50,10	62,60	59,83
2	25	15.000	40,33	44,57	56,33	60,83	33,70
3	69	15.510	63,14	84,04	83,57	86,71	27,18
4	65	49.500	36,46	60,28	43,45	40,70	57,12
5	74	48.840	52,85	69,46	70,34	75,56	30,06
6	11	6.930	25,95	30,55	58,65	35,89	27,70
7	26	14.520	61,56	70,09	78,95	78,77	21,85

Fonte: SOUSA, 2007 (elaboração própria)

Apesar dos avanços conseguidos na previsão da geração de energia baseada na fonte eólica, os erros cometidos ainda se mostram bastante expressivos quando se pretende prever com algumas horas de antecedência qual deverá ser a geração efetiva de um determinado parque eólico. A Figura 4.6 fornece uma ideia dos níveis dos erros na previsão de um parque eólico localizado na Espanha, considerando uma antecedência de 1 a 48 horas. Pode-se notar que houve uma evolução importante no decorrer dos anos no que concerne à precisão das projeções, todavia, os erros apresentam-se ainda relevantes, se consideradas as necessidades de atendimento à carga (EURELECTRIC, 2010).

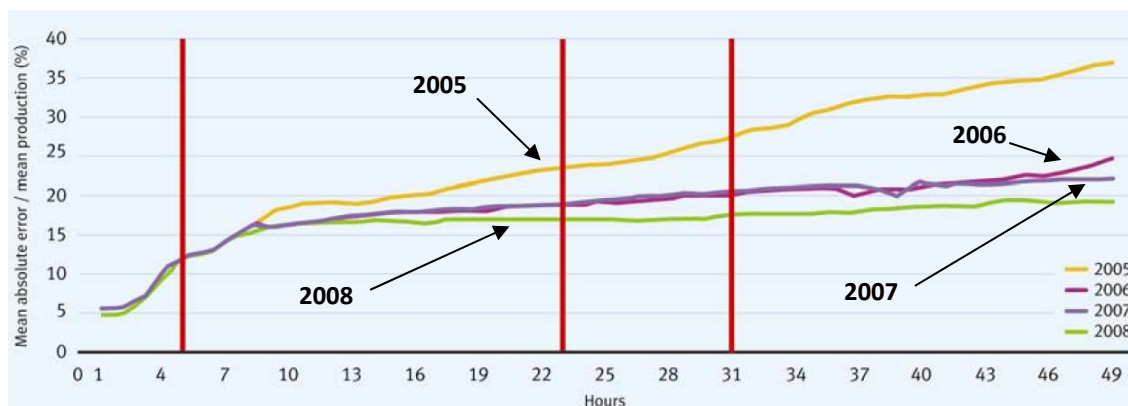


Figura 4.6 - Evolução na qualidade da previsão da produção de energia eólica

Fonte: INTEGRANTING, 2010

Um outro ponto importante de ser analisado é a questão da produção efetiva de eletricidade de um parque eólico. É interessante notar que, apesar da disponibilidade dos equipamentos ser elevada, tipicamente em torno de 0,98 (UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS, 2009), a produção esperada de energia elétrica tem baixa probabilidade de ocorrer. Tomando como exemplo as curvas típicas de duração da produção anual normalizada apresentadas na Figura 4.7, pode-se observar que a probabilidade da produção de eletricidade ser superior a 70 % da potência instalada é de apenas 5 % (cerca de 440h das 8760h anuais). A probabilidade de uma geração superior a 50 % da potência instalada é de 10 % (LOPES, 2006).

A Figura 4.7 mostra como há similaridade entre os dois sistemas em questão no que se refere ao comportamento da produção anual, apesar das curvas representarem parques geradores localizados em regiões diferentes do continente europeu e possuírem capacidades instaladas também diferentes. Isto permite constatar que, de acordo com o estudo elaborado pela “Union of the Electricity Industry” (EURELECTRIC, 2010), cada MW de energia eólica instalada requer um MW correspondente de “*backup*”, proveniente de uma fonte que possa oferecer pelo menos 90 % de disponibilidade..

A priori, pode parecer que a distribuição espacial dos parques eólicos pode levar a menores flutuações considerando a composição total da energia produzida a partir desta fonte. Todavia, estudos elaborados por Oswald *et al* (2008) e Weigt (2009) *apud* Mason *et al* (2010) demonstram que a volatilidade da energia gerada continua elevada mesmo agregando parques eólicos espacialmente dispersos.

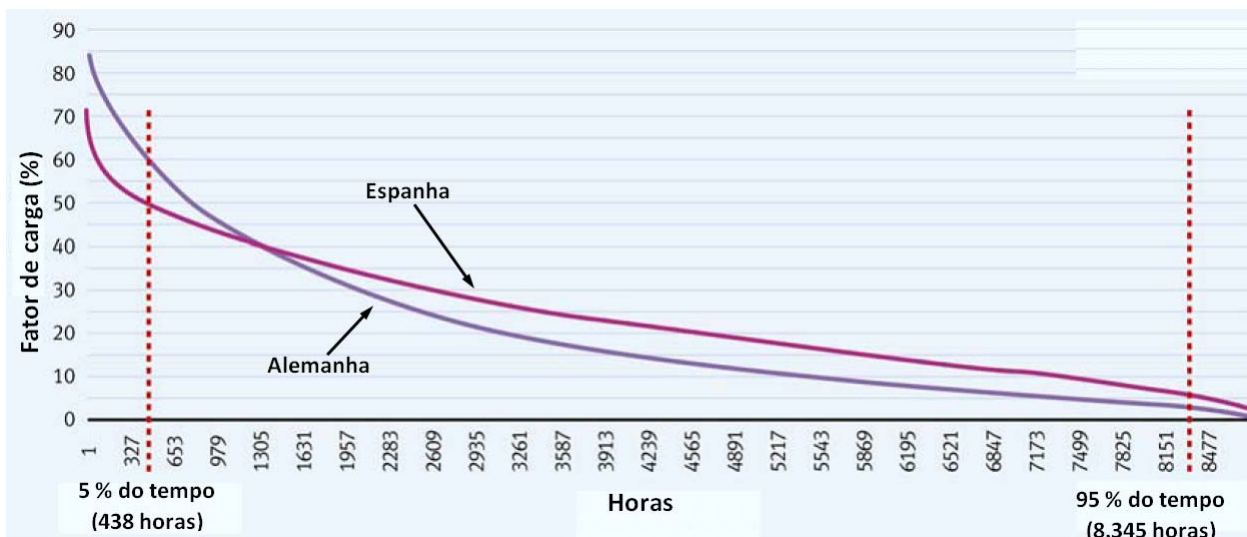


Figura 4.7 - Curva típica de duração da produção anual normalizada para a potência instalada de parques eólicos localizados na Alemanha e Espanha

Fonte: INTEGRANTING, 2010

4.1.2. O potencial

O potencial eólico do Brasil para geração de energia elétrica tem sido estudado e inventariado desde a década de 1970. Houve uma evolução lenta a princípio, mas com aceleração progressiva nos últimos anos, permitindo a revelação de um significativo manancial de energia disponível em uma das formas mais naturais e menos poluentes dentre as fontes para produção de eletricidade.

A metodologia para levantamento do potencial eólico brasileiro é baseada em um conjunto de modelos de simulação integrados que utilizam dados geográficos, meteorológicos e sistemas computacionais de armazenamento e processamento. Esta metodologia, denominada MesoMap, foi também aplicada no mapeamento do potencial eólico do Estado de New York, nos EUA, e em projetos semelhantes na Europa e Ásia. Os dados finais obtidos foram validados através de medições confiáveis em diversos pontos do território brasileiro.

A Figura 4.8 apresenta, de uma forma resumida, o potencial eólico nacional, em potência e em energia, distribuído pelas regiões geográficas.

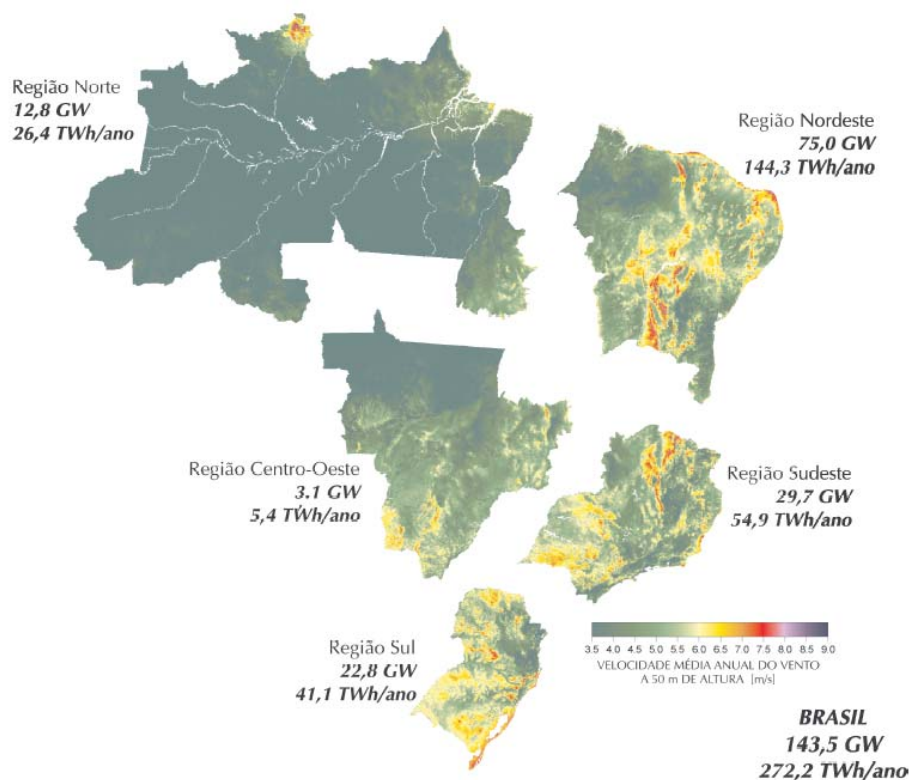


Figura 4.8 - Potencial eólico estimado considerando velocidade média anual do vento maior que 6 m/s

Fonte: ATLAS, 2001

Do ponto de vista de potência, a região Nordeste possui a maior parcela de participação no potencial eólico brasileiro, superando a soma de todas as outras regiões. A região Sudeste também apresenta um potencial considerável, seguido pelo potencial da região Sul. A região Centro-Oeste é a que possui a menor participação. No que se refere ao potencial de geração de energia se tem a mesma ordem de classificação, porém com percentuais de participação ligeiramente diferentes. A Tabela 4.2 resume a participação de cada região no potencial total de

energia eólica do território brasileiro levantado segundo a metodologia descrita no Atlas Eólico do Brasil editado em 2001, ou seja, considerando a velocidade média anual a uma altura de 50 m, um fator de disponibilidade dos aerogeradores de 0,98 (típico dos modelos disponíveis na época), curvas médias de desempenho de aerogeradores de última geração na época do levantamento, resolução de 1 km² e integração das áreas que mostraram médias de velocidade do vento iguais ou maiores que 6,0 m/s.

Tabela 4.2 - Participação das regiões no potencial eólico brasileiro

Região	Participação no potencial de potência (%)	Participação no potencial de energia (%)
Nordeste	52,3	53
Sudeste	20,7	20,2
Sul	15,9	15,1
Norte	8,9	9,7
Centro-Oeste	2,2	2

Fonte: ANEEL, 2001 – Elaboração própria

O potencial do Atlas Eólico do Brasil foi levantado considerando medições a uma altura de 50m. Para alturas maiores, 100 m por exemplo, este potencial pode ser muito maior. Com a evolução tecnológica das turbinas e a possibilidade de torres cada vez mais elevadas, este potencial pode ser muitas vezes maior do que o valor estimado nesta edição do Atlas. Também não existe estudo que permita identificar o potencial *offshore*, que pode ser ainda mais elevado do que o *onshore* atualmente disponível.

4.1.3. Aspectos econômico-financeiros

Estudo elaborado por MacCormack *et al* (2010) apresenta, entre suas conclusões, que, em um horizonte de médio prazo, o aumento na penetração da geração eólica pode levar a menores preços da energia elétrica e aumento na segurança do suprimento. Entretanto, é um fenômeno que pode apresentar característica transitória, pois, a continuidade do incremento da fonte eólica no

sistema de suprimento, ainda segundo o estudo, ocasiona menores valores de geração das fontes convencionais possíveis de serem despachadas. Devido ao fato que usinas geradoras de eletricidade possuem custos que são compostos de uma parte fixa e outra variável, o custo médio destas fontes se eleva quando o seu fator de capacidade diminui. Considerando um horizonte de longo prazo, os preços devem, pelo menos, ser iguais à média do custo de produção das fontes convencionais despacháveis, sob pena de estas últimas passarem a não ser mais viáveis economicamente. Este processo pode levar a um ciclo vicioso, ocasionar a inviabilidade econômica destas fontes afetadas e, em consequência, deixarem de ser implantadas. Pode ainda impactar a confiabilidade e da segurança do suprimento.

De acordo com o plano PDE 2011-2020, em análise realizada pelo GESEL-UFRJ, aproximadamente um terço das usinas eólicas com outorga concedida estão atrasadas em seu cronograma. Existe, também, o problema da carência de um histórico longo de medições de velocidade dos ventos no Brasil; logo, o fator de capacidade dos empreendimentos pode não se confirmar. Além disto, há uma questão para a qual a atenção dos investidores muitas vezes não se volta. Trata-se dos locais onde os parques são implantados. Em geral são regiões inóspitas e que, por consequência, possuem uma infraestrutura deficiente. Isto pode trazer um ônus adicional ao custo do projeto. A conjugação destes elementos pode comprometer seriamente a viabilidade econômica de muitos empreendimentos (GESEL, 2012).

4.1.4. Aspectos socioambientais

Os efeitos diretos da instalação das usinas eólicas são relativamente pequenos. Durante o processo de instalação ocorrem distúrbios significativos no tráfego devido ao transporte das partes dos aerogeradores, como acontece também na fase de construção de usinas baseadas em outras fontes de energia (GIPE, 1995).

Existe uma preocupação disseminada sobre o impacto que as usinas eólicas podem causar na população de pássaros habitantes na região onde seja instalada e nas populações migratórias. Entretanto, esta preocupação é injustificada, pois existem evidências de que, se as usinas e seus aerogeradores forem posicionados de forma apropriada, não existe risco significativo para os

pássaros. Na Figura 4.9 há um gráfico que apresenta as causas de morte de pássaros em cada 10.000 ocorrências; pode-se observar que os aerogeradores são responsáveis por menos de 0,000001 % destes casos.

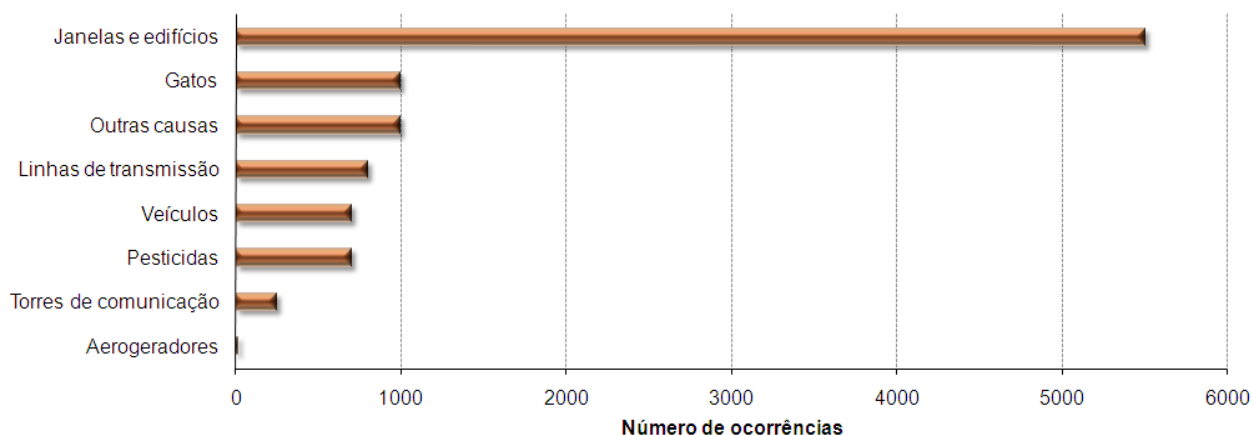


Figura 4.9 - Causas de morte de pássaros em cada 10.000 ocorrências

Fonte: ERICKSON *et al*, 2002 *apud* RECHSTEINER, 2008 (elaboração própria)

O fenômeno da cintilação⁴⁴ é observado nas usinas eólicas e pode trazer incômodo às pessoas que vivem ou passam frequentemente pelas imediações destas usinas. A frequência destas cintilações encontra-se na faixa de 2,5 a 20 Hz. As frequências mais elevadas (15 a 20 Hz) podem, em caso extremo, levar a ataques convulsivos em pessoas epiléticas. No restante da população foram registrados incômodos em 10 % dos adultos e em 15 % a 30 % das crianças. As turbinas mais modernas, de três pás e com rotação abaixo de 35 rpm, têm o fenômeno da cintilação localizado em frequências menores que 1,75 Hz, que estão abaixo da frequência crítica de 2,5 Hz, o que minimiza os efeitos negativos deste fenômeno (BURTON *et al*, 2001).

O ruído emitido pelos aerogeradores é tido como um dos mais significativos impactos. Durante o processo inicial de desenvolvimento dos aerogeradores, na década de 1980, observava-se um elevado nível de ruído durante a operação. No entanto, no estágio atual da tecnologia e

⁴⁴ O fenômeno da cintilação, neste caso, ocorre nos momentos em que o Sol está posicionado por detrás das pás dos aerogeradores, considerando o ponto de vista de um observador. Este observador verá uma cintilação da luz solar quando as pás do aerogerador estiverem girando.

com investimentos na pesquisa de técnicas de redução do ruído emitido, não mais se justifica esta preocupação. Na Tabela 4.3 são apresentados os níveis de ruído de algumas fontes geradoras, dentre elas as usinas eólicas, os quais permitem realizar uma comparação e concluir que este não chega a ser um problema preocupante. O ruído emitido, a uma distância de 350 m, considerando uma usina eólica tipicamente instalada, é inferior a de um escritório “agitado”.

Aerogeradores podem interferir de forma significativa em sinais eletromagnéticos utilizados nos sistemas de telecomunicações e transmissão de dados usados na atualidade. Assim, cuidados especiais devem ser tomados no projeto e alocação dos aerogeradores, principalmente por que estes, em geral, têm sua melhor localização exatamente em locais propícios às antenas transmissoras dos sistemas acima citados, ou ainda, por que podem estar localizados em rotas de sinais eletromagnéticos. As bandas de frequência que podem ser afetadas são a de VHF (30 a 300 MHz), UHF (300 MHz a 3 GHz), estas utilizadas para difusão de sinal de TV e a banda de Microondas (1 a 30 GHz), esta utilizada para telecomunicação e transmissão de dados em geral (BURTON, 2001).

Tabela 4.3 - Exemplos de pressões sonoras de algumas fontes emissoras de ruído

Descrição	Nível de pressão sonora (dB(A))
Limiar da audição	0
Ruído de fundo no campo à noite	20 a 40
Escritório “agitado”	60
Ambiente fabril	80 a 100
Turbina de avião a jato a 100 m	120
Usina eólica a 350 m	35 a 45

Fonte: BURTON, 2001 – Elaboração própria

As mudanças climáticas produzidas pela geração eólica não podem ser negligenciadas; no entanto, é tarefa complexa a avaliação quantitativa desta influência. Para pequenos aproveitamentos, os impactos são mínimos e podem até ser desconsiderados. Entretanto, com o crescente número de aproveitamentos, com o aumento da potência instalada e consequente

elevação na altura de torres, pás maiores e maior área abrangida por estas, os impactos passam a ter importância mais significativa. Ao se extrair energia das massas de ar em movimento é certo que se produzem alterações na interação desta movimentação com os ecossistemas. A interferência é importante na medida em que, considerando o princípio da Física, denominado retirando-se energia de uma massa de ar em movimento, está reduzindo-se a distância e/ou a área que esta massa de ar irá atingir. Isto trará efeitos na temperatura, pressão e umidade das áreas afetadas e, conseqüentemente, o equilíbrio dos ecossistemas envolvidos será alterado. É necessário realizar investigações mais profundas neste tema, de forma que se possa, por meio de projetos integrados das usinas eólicas, mitigar os efeitos negativos que elas possam trazer, por exemplo, compensando os efeitos de uma determinada usina com outra usina estrategicamente posicionada (KEITH *et al*, 2004).

Uma das grandes contribuições que a geração eólica traz está relacionada ao seu baixo nível de impactos no meio ambiente, de uma forma geral, e principalmente no que diz respeito às emissões de gases de efeito estufa. Todavia, assim como toda forma de produção de energia elétrica, ela também impacta o meio ambiente. Para detectar tais impactos, normalmente se emprega a metodologia da análise de ciclo de vida (LCA no original em Inglês).

4.2. A geração de eletricidade baseada na biomassa

Biomassa, em um sentido amplo, refere-se à matéria orgânica de origem vegetal ou animal ou ainda proveniente de processos de transformação desta matéria, sejam estes processos naturais ou não. A energia é armazenada na biomassa por intermédio do processo da fotossíntese e tem origem, em última instância, na energia solar. Como se trata de um produto, em termos práticos, inesgotável (considerando a sua reposição) e disponível periodicamente, pode-se classificá-la como uma fonte renovável de energia.

No Brasil, devido à sua extensa área agriculturável, elevada fecundidade da terra e clima favorável, a biomassa representa uma importante opção para a produção de energia elétrica.

4.2.1. Aspectos técnicos

Há uma vantagem de ordem técnico-econômica importante para esta fonte de energia elétrica no Brasil, em especial a biomassa proveniente da cana-de-açúcar: é o fato das regiões produtoras mais importantes (região Sudeste) estarem localizadas próximas aos grandes centros consumidores. A menor extensão do sistema de transmissão necessário para escoar a produção excedente nas unidades de cogeração das usinas propicia perdas relativamente menores e, também, requer investimentos menores no sistema de transmissão (CASTRO *et al*, 2010a). Além disto, o bagaço já está disponível na planta industrial, o que é outro elemento facilitador, sob os pontos de vista técnico, econômico e socioambiental.

Apesar de não poder ser considerada secundária ou interruptível, a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana apresenta variações sazonais. Fora do período da safra a produção de eletricidade é praticamente nula. Assim sendo, os impactos no sistema onde esta forma de geração está conectada devem ser considerados tanto nos estudos de planejamento, assim como na etapa de operação (PIGNATTI, 2007).

Devido à característica sazonal da produção da biomassa, em destaque a oriunda da cana-de-açúcar, esta fonte de energia é considerada como inflexível no que tange à geração e comercialização de energia elétrica. Esta característica sazonal está ligada ao período de safra de cana-de-açúcar, tipicamente compreendido entre os meses de abril a novembro, para o caso da região Centro-Sul do Brasil, onde se localiza a maior parte da produção⁴⁵. Em algumas outras regiões do Brasil este período estende-se de março a dezembro, entretanto a parcela das plantas que geram energia elétrica excedente é menor nestas regiões.

A contabilização da energia elétrica gerada é realizada considerando um período anual, sem se exigir cumprimento, pelo produtor, de montantes fixos mensais. Isto objetiva minimizar a exposição do agente vendedor a riscos de mercado, pois, caso assim não fosse, poderia haver

⁴⁵ Segundo dados da ÚNICA, a produção de cana-de-açúcar no Brasil na safra 2008/2009 foi de aproximadamente 569 milhões de toneladas, sendo que a região Centro-Sul foi responsável por 88,7% deste total.

situações em que o vendedor, para honrar o CCEAR⁴⁶, necessitaria adquirir energia no mercado *spot*, o que pode significar exposição a riscos. Para os produtores é um benefício de capital importância, pois, sem ele a competitividade deste tipo de fonte de eletricidade estaria comprometida, uma vez que os riscos de exposição à volatilidade do preço *spot* tem se mostrado presentes. Contudo, sob o ponto de vista do suprimento da carga, é uma penalização, pois, requer a existência de um montante de energia adicional para suprir as lacunas de geração ocorridas nos períodos quando a disponibilidade da fonte primária (no caso, principalmente bagaço de cana) estiver abaixo da média anual, ou, até mesmo, nula.

Por intermédio da Figura 4.10 pode-se notar a sazonalidade da geração. Os valores correspondem à própria declaração de disponibilidade efetuada por produtores de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar para fins de participação no Leilão de Energia Nova (A-3) de 2006. Nos meses de janeiro, fevereiro e março a geração de eletricidade foi declarada nula para todas as UTEs em questão. Em dezembro, apenas uma UTE declarou disponibilidade de energia e o valor declarado é bem menor do que a produção média da respectiva usina. Uma outra constatação é que, em abril, a disponibilidade é bastante reduzida, se considerada a capacidade média de produção das UTEs.

Na figura 4.11 está representada a safra brasileira de cana-de-açúcar discretizada mês a mês para o ano de 2008 em percentuais da produção total anual. O que se pode depreender destes dados é que a disponibilidade do insumo primário do qual se origina o bagaço apresenta significativa variabilidade no decorrer do ano, mesmo considerando uma abrangência nacional.

⁴⁶ Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs - são contratos bilaterais celebrados entre cada Agente Vendedor, vencedor de um determinado leilão de energia do ACR (Ambiente de Contratação Regulada), e todos os Agentes de Distribuição (Fonte: CCEE).

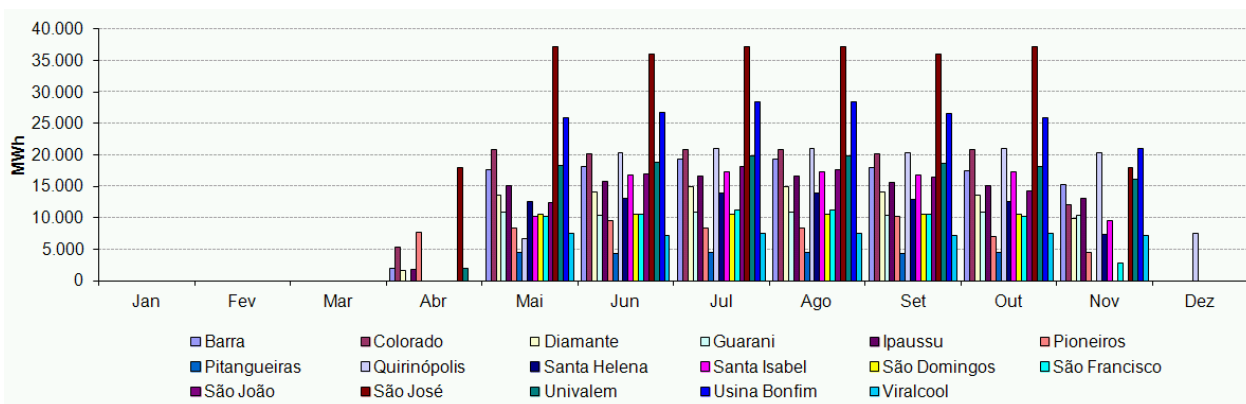


Figura 4.10 - Disponibilidade de energia declarada pelos empreendedores de usinas a biomassa de cana no Leilão de Energia Nova (A-3) de 2006
 Fonte: EPE (elaboração própria)

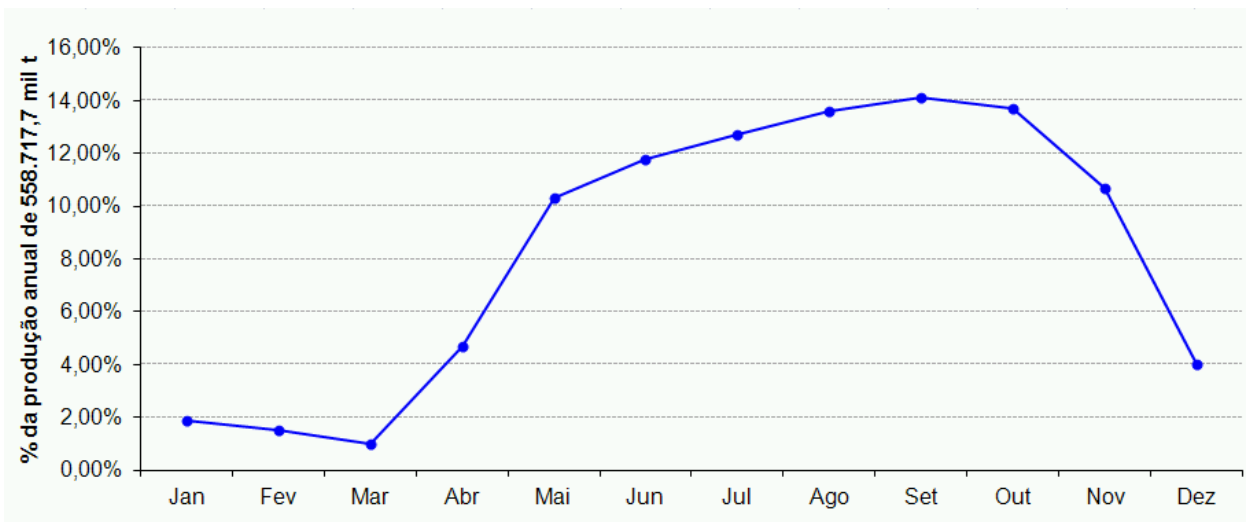


Figura 4.11 - Safra de cana-de-açúcar destinada à indústria sucroalcooleira (ano de 2008)
 Fonte: CONAB, 2008 (elaboração própria)

No estudo realizado por Pignatti (2007) sobre a repercussão da cogeração no sistema da CPFL fica claramente evidenciada, por meio do gráfico reproduzido na Figura 4.12, a sazonalidade referente à produção de energia elétrica a partir do bagaço de cana. A geração nos meses de janeiro e fevereiro é praticamente nula e nos meses de março, abril e dezembro fica

abaixo de 50% em relação à média anual. Observa-se, ainda, que até mesmo a média anual encontra-se em valor significativamente abaixo do montante de produção estipulado em contrato. Alias, em nenhum mês do ano foi atingido o valor contratado.

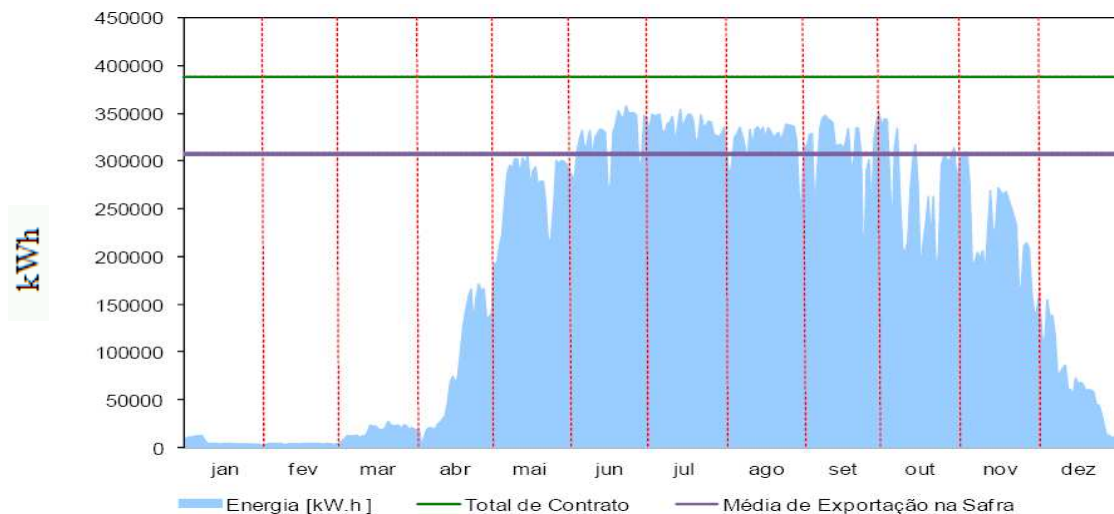


Figura 4.12 - Energia gerada pelas usinas socioalcooleiras conectadas no sistema da CPFL Paulista

Fonte: PIGNATTI, 2007

Existe uma questão de relevante influência referente à competição entre a produção de eletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar (bagaço, pontas e folhas) e sua utilização na produção do etanol de 2ª geração, ou etanol lignocelulósico. Do ponto de vista econômico, o que se deve analisar é o custo de oportunidade. Atualmente é compensador, para os empresários, utilizar a biomassa proveniente da colheita e processamento da cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica. Entretanto, o custo de oportunidade pode se elevar na medida em que os custos para produção de etanol de 2ª geração caiam (CASTRO e DANTAS, 2008). Desta forma, entre esta opção e a venda de eletricidade, será privilegiada aquela que for mais lucrativa para o empreendedor (RABELLO e YONEYA, 2010).

4.2.2. O potencial

Entre os resíduos da biomassa, que podem ser utilizados para produção de eletricidade, destacam-se os resíduos agrícolas, que podem ser definidos como o “material resultante das colheitas das culturas e produções agrícolas” e que “são constituídos basicamente das folhas e hastes das plantas, comumente chamados de palha” (PNE 2030, 2008). É interessante notar que a energia contida nos resíduos agrícolas é bastante significativa, podendo atingir, em média, até duas vezes o conteúdo energético do produto principal (NOGUEIRA e LORA, 2002 *apud* PNE 2030, 2008).

Os resíduos provenientes de plantas destinadas ao processamento industrial de culturas de alimentos ou agroenergéticas podem adquirir expressiva participação na produção de energia elétrica. Existem alguns resíduos que, por suas características físico-químicas, se mostram propícios a este aproveitamento. Os mais importantes, no contexto brasileiro, são os resultantes da indústria de celulose e pasta celulósica, das atividades de processamento de madeira, do beneficiamento de arroz e, principalmente, da produção de açúcar e álcool.

Os resíduos provenientes da cultura do arroz (palha e casca) são equivalentes, em massa, aos resíduos da cana-de-açúcar (bagaço e palha). Ressalte-se que a quantidade de resíduos de palha da cultura da cana supera a resultante do processamento desta (bagaço). Seu aproveitamento se tornará mais expressivo na medida em que houver uma utilização mais ampla da mecanização na colheita.

A partir dos principais resíduos agroindustriais produzidos no País, é possível identificar o potencial destes na geração de energia elétrica. Para os resíduos da cultura da soja, destacam-se as regiões Sul e Centro-Oeste. Para o milho a predominância é da região Sul, seguida de um equilíbrio entre as regiões Sudeste e Centro-Oeste. Para o arroz (palha e casca) há uma nítida vantagem para a região Sul, seguida de longe pelas regiões Centro-Oeste e Sudeste. No que se refere à cana-de-açúcar, como era de se esperar, há uma forte dominância da região Sudeste,

seguida pelo Nordeste, com uma produção bastante menor. No que tange a indústria de papel e celulose, ocorre um destaque para a região Sudeste, seguida pela região Sul.

Analisando o total dos resíduos produzidos por região, observa-se que, em quase todos os anos, a região Sul apresenta os maiores valores, seguida pela região Sudeste. A região Centro-Oeste ocupa a terceira colocação, ficando a região Nordeste em quarto lugar e, por último, a região Norte.

Na Tabela 4.4 estão indicadas produções anuais dos principais resíduos agroindustriais no Brasil, de 1990 a 2005. Sendo os valores correspondentes a períodos anuais, é possível obter-se uma relação com a produção total de energia elétrica no Brasil em cada ano. Esta comparação permite se ter uma idéia da representatividade que estes recursos podem ter na geração de eletricidade.

Na Tabela 4.4, abaixo dos valores correspondentes ao conteúdo energético de cada resíduo, consta o resultado percentual destes valores em relação à produção total de energia elétrica no respectivo ano. Esta relação foi ponderada pelo fator 0,17, que reflete um rendimento médio de 17% na conversão do conteúdo energético da biomassa em energia elétrica. Este valor é oriundo da multiplicação do limite inferior do rendimento, para geração de eletricidade, das turbinas a gás, pelo limite inferior da eficiência dos gaseificadores.

O uso intensivo da biomassa como fonte de geração de energia elétrica no Brasil pode ser muito mais explorado do que o é. Exceção se faz para a biomassa proveniente do processamento da cultura da cana-de-açúcar para produção de açúcar e etanol, onde já existe uma quantidade significativa de unidades geradoras e capacidade instalada, como pode ser observado na Tabela 4.5.

Apesar do potencial possível de ser explorado ser bastante significativo, muitas regiões produtoras não se apresentam favoráveis a exploração em larga escala, devido a condições adversas, tais como distância dos centros consumidores, dispersão geográfica das culturas e baixa

densidade da biomassa. Há, contudo, regiões em que estes fatores negativos não estão presentes, ou podem ser minimizados a ponto de tornar viável a produção de energia elétrica. Vale, ainda, lembrar que existem situações nas quais a produção em larga escala pode não ser viável, mas a produção para atender demandas locais pode ser uma opção promissora para resolver carências pontuais de acesso à energia elétrica.

Tabela 4.4 - Estimativa do conteúdo energético dos principais resíduos agroindustriais brasileiros (10⁶ GJ/ano)

Resíduo agroindustrial	1990	1995	2000	2003	2004	2005
Bagaço de cana-de-açúcar (produção de açúcar e etanol)	602,8 12,78%	697,0 11,94%	748,4 10,13%	908,8 11,78%	952,9 11,61%	990,0 11,60%
Palha (cultura de cana-de-açúcar)	588,40 12,47%	680,29 11,66%	730,51 9,89%	887,07 11,50%	930,06 11,34%	966,30 11,32%
Resíduos agrícolas (cultura da soja)	1.056,5 22,39%	1.363,1 23,36%	1.700,0 23,01%	2.734,0 35,44%	2.617,1 31,90%	2.704,3 31,69%
Resíduos agrícolas (cultura do milho)	2.132,5 45,19%	3.313,6 56,78%	2.800,2 37,90%	4.185,9 54,25%	3.698,2 45,07%	3.109,4 36,43%
Palha de arroz (cultura de arroz)	548,19 11,62%	773,17 13,25%	785,91 10,64%	713,26 9,24%	882,66 10,76%	910,05 10,66%
Casca de arroz (beneficiamento de arroz)	22,95 0,49%	32,37 0,55%	32,90 0,45%	29,86 0,39%	36,95 0,45%	38,10 0,45%
Lixívia (produção de celulose)	121,3 2,57%	120,4 2,06%	130,3 1,76%	147,4 1,91%	156,3 1,90%	168,2 1,97%
Resíduos de madeira (produção de celulose)	56,4 1,20%	56,0 0,96%	60,6 0,82%	68,6 0,89%	72,7 0,89%	78,3 0,92%
Energia elétrica gerada no Brasil (TWh)	222,8	275,6	349,0	364,3	387,5	403,0
Participação que a eletricidade gerada a partir da biomassa teria na energia gerada no Brasil	108,70%	120,56%	94,59%	125,40%	113,92%	105,04%

Fonte: EPE *apud* PNE 2030 e BEN, 2006 (elaboração própria)

A Tabela 4.6 apresenta uma estimativa do potencial de geração de energia elétrica, no setor sucroalcooleiro, nas regiões do Brasil, considerando cenário de produção de 120 kWh/t de cana, com 8.322h de geração durante o ano e com utilização da palha e das pontas da cana.

Nota-se que ocorre grande concentração do potencial na região Sudeste. Esta região encontra-se próxima a grandes centros consumidores de energia elétrica. A rede de transmissão é bastante abrangente e há grande quantidade de indústrias de base na região. Estes fatores são propícios para viabilizar a produção de energia elétrica, principalmente nesta região, a partir do bagaço, de maneira sustentável e de forma intensiva.

Tabela 4.5 – Usinas produtoras de eletricidade a partir da biomassa

Biomassa	Nº de Usinas		Capacidade Instalada (MW)		Participação na matriz (%)	
	Jul/2009	Fev/2012	Jul/2009	Fev/2012	Jul/2009	Fev/2012
Bagaço de Cana	269	347	4.035	7.264	3,58	5,80
Licor Negro	14	14	1.146	1.245	1,02	0,99
Madeira	32	43	265	377	0,23	0,30
Biogás	7	18	42	76	0,04	0,06
Casca de Arroz	7	8	31	33	0,03	0,03
Total	329	430	5.519	8995	4,89	7,18

Fonte: BIG - ANEEL, Acesso em 20/07/2009 e em 02/02/2012 (elaboração própria)

Tabela 4.6 – Potencial de energia e de potência para geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar (*)

Região	Energia (MWh/ano)	Potência (MW)
Sudeste	55.094.100	6.620
Centro-Oeste	10.220.498	1.228
Nordeste	8.406.893	1.010
Sul	6.694.240	804
Norte	243.105	29
Total	80.658.836	9691

(*) Premissas: 120kWh/t cana, considerando uso do bagaço, palha e pontas o ano todo (8.322h/ano)

Fonte: CENBIO, 2011 (elaboração própria)

4.2.3. Aspectos econômico-financeiros

O uso de fontes renováveis de energia, a exemplo da biomassa, é fator decisivo na redução da dependência externa de combustíveis fósseis para a produção de termelétrica, tanto no que se refere à disponibilidade quanto aos preços. A biomassa propicia a disponibilidade de UTEs na composição do “mix” de oferta de energia elétrica, agregando as características positivas deste tipo de geração de eletricidade, ou seja, suprimento garantido enquanto durar o estoque da fonte primária, e com a grande vantagem de possuir custo variável unitário (CVU) igual a zero, o que não ocorre com as UTEs baseadas em combustíveis fósseis (EPE, 2009b).

Os impactos positivos vão desde a redução das emissões de gases de efeito estufa até a geração de empregos diretos e indiretos. Vale ressaltar que esta atividade é tida como a de maior alcance na geração de empregos, desde a fase de produção agrícola, passando pelo transporte até a etapa relativa aos processos industriais (GUARDABASSI, 2006).

Além disto, a indústria sucroalcooleira passou a ter mais um produto comercialmente interessante, a energia elétrica. Sob a ótica do investidor, agregar mais um produto comercializável e cujo insumo não só apresenta custo praticamente nulo, mas que demandaria investimentos extras para sua remoção do parque industrial é, sem sombra de dúvida, um negócio extremamente interessante.

Considerar a possibilidade de se caracterizar a geração a partir da cana-de-açúcar como uma alternativa aos derivados de petróleo viabiliza a obtenção de créditos de carbono. Este é um elemento importante a ser considerado na avaliação da viabilidade econômica de uma UTE a biomassa. Não são em todas as situações que uma UTE a biomassa pode substituir uma UTE a combustíveis fósseis, mas na grande maioria dos casos sim. A fonte primária de energia de uma UTE a combustível fóssil tem estoque infinito da fonte primária, considerando sua produção, o que não ocorre com as UTEs a biomassa, principalmente nas entresafas.

Já sob a perspectiva do suprimento de energia elétrica, existe a preocupação sobre a questão da decisão econômico-financeira que o empresário do setor tomará ao optar por produzir eletricidade ou etanol, quando a tecnologia de segunda geração deste combustível estiver mais madura e disponível no mercado. Espera-se que em poucos anos “a competição entre energia elétrica e a produção de etanol de 2ª geração seja implementada em larga escala” (RABELO, 2010). Assim sendo, a promissora geração de eletricidade baseada na biomassa da cana-de-açúcar pode ter sua viabilidade econômica comprometida.

4.2.4. Aspectos socioambientais

Da mesma forma que ocorre com outras opções de produção de energia elétrica, no caso da biomassa também é válido o preceito de que, na medida em que se atinge elevadas escalas de produção, os impactos ambientais vão se mostrando cada vez mais significativos. Isto, apesar desta ser uma fonte renovável, relativamente pouco impactante no meio ambiente e, também, ser possível a aplicação de medidas mitigadoras, assim como é feito para outras fontes de eletricidade, com repercussões ambientais mais significativas.

A utilização do bagaço da cana-de-açúcar e da palha da cana como opções energéticas traz vantagens ambientais importantes, tais como a diminuição do lançamento de resíduos no meio ambiente e poluição atmosférica reduzida, principalmente na comparação com outros combustíveis utilizados em termoeletricidade, tais como o óleo combustível, o óleo diesel e o carvão.

Os impactos ambientais mais significativos são a emissão de gases de efeito estufa, a ecotoxicidade do solo e a eutrofização⁴⁷ dos mananciais próximos às culturas, assim como de lençóis freáticos. Existem outros problemas decorrentes, tais como erosão do solo, danos nas

⁴⁷ Eutrofização é o fenômeno causado pelo excesso de nutrientes (compostos químicos ricos em fósforo ou nitrogênio) numa massa de água, provocando um aumento excessivo de algas. Estas, por sua vez, fomentam o desenvolvimento dos consumidores primários e, eventualmente, de outros elementos da teia alimentar nesse ecossistema. Um aumento da produção de biomassa pode levar a uma diminuição do oxigênio dissolvido, provocando a morte e conseqüente decomposição de muitos organismos, diminuindo a qualidade da água e, eventualmente, alterando profundamente o ecossistema.

estradas devido ao transporte, o impacto visual da cultura e o elevado índice de acidentes do trabalho associado à atividade. A produção de etanol, um dos dois produtos oriundos do processamento da cana-de-açúcar, demanda elevada quantidade de água, em torno de 130 toneladas de água para cada tonelada de etanol produzido (PRADO, 2007). A emissão de gases de efeito estufa, assim como os efeitos no solo e nos mananciais estão ligados à utilização de fertilizantes, tanto na fase de preparação do solo como no plantio. Outro fator de impacto, no que tange à emissão de gases de efeito estufa, está ligado ao uso de combustíveis fósseis, especialmente óleo diesel, nas máquinas agrícolas e caminhões comumente utilizados na cultura da cana-de-açúcar.

O processo de queimada do canavial, para viabilizar o corte manual da cana-de-açúcar, é a principal causa, considerando esta cultura, das emissões de gases de efeito estufa, principalmente CO₂, além de contribuir para a formação de ozônio troposférico e acidificação da atmosfera. O Decreto nº 47.700, de 11/03/2003, do Governo do Estado de São Paulo, que regulamenta a Lei Estadual nº 11.241, de 19/09/2002, determina que as queimadas sejam totalmente eliminadas até o ano 2021 para áreas 100 % mecanizáveis e até o ano de 2031 para áreas não mecanizáveis com declividade superior a 12% ou menores que 150 ha. Até estas datas, a queimada dos canaviais será ainda largamente utilizada, principalmente nas unidades de produção de tamanho médio e pequeno, uma vez que o custo da mecanização da colheita é relativamente elevado nestes casos.

4.3. A geração de eletricidade com base na energia solar

A produção de energia elétrica diretamente a partir da energia solar é uma opção que apresenta baixo impacto no meio ambiente, é renovável e, devido aos elevados níveis de insolação que incidem sobre o território brasileiro, mostra-se como uma alternativa promissora para integrar a matriz de energia elétrica. A energia solar vem apresentando um crescimento elevado dentre as fontes utilizadas para produção de energia elétrica. De 2005 a 2009 o mercado mundial de painéis fotovoltaicos passou por uma expansão de aproximadamente cinco vezes (WEC, 2010).

4.3.1. Aspectos técnicos

A energia emitida pelo Sol, na forma de radiação, é resultante do processo de fusão nuclear, onde 4 átomos de hidrogênio combinam-se resultando em um átomo de hélio. Nesta reação ocorre uma diferença de massa entre os quatro átomos de hidrogênio e o átomo de hélio. Esta diferença de massa (0,71%) resulta, de acordo com a equação $E = mc^2$, na emissão de uma determinada quantidade de energia (para este caso: $\Delta mc^2 = 26,731 \text{ MeV}$) a qual é, em parte, emitida na forma de radiação pelo Sol.

A quantidade de energia solar que atinge a superfície terrestre seria suficiente para suprir o atual consumo de energia do mundo por 10.000 anos. A energia que chega a Terra, provinda do Sol, tem um valor médio anual de 1.700 kWh por m² de superfície, incluindo os oceanos e calotas polares. Entretanto, não é possível utilizar toda esta energia para a produção de eletricidade, ou mesmo aquecimento, devido a vários fatores, destacando-se, entre eles, a inviabilidade prática de instalações em alto mar, nas calotas polares, e, em geral, em locais que estejam a grandes distâncias dos centros de consumo. Existem, ainda, outras tantas regiões na superfície da Terra que, apesar de receberem radiação solar, não são apropriadas para este tipo de exploração (PNE-2030, 2007).

A energia solar pode ser utilizada para inúmeros fins, sendo que, para cada um deles, há uma tecnologia apropriada que irá oferecer a melhor relação custo/benefício. No fluxograma representado na Figura 4.13 estão esquematizados os usos mais importantes para a energia solar. As macro divisões no âmbito das aplicações são: energia solar fotovoltaica e energia solar térmica. Para o aproveitamento da energia solar na geração de energia elétrica, escopo deste trabalho, pode-se lançar mão das tecnologias heliotérmica e fotovoltaica.

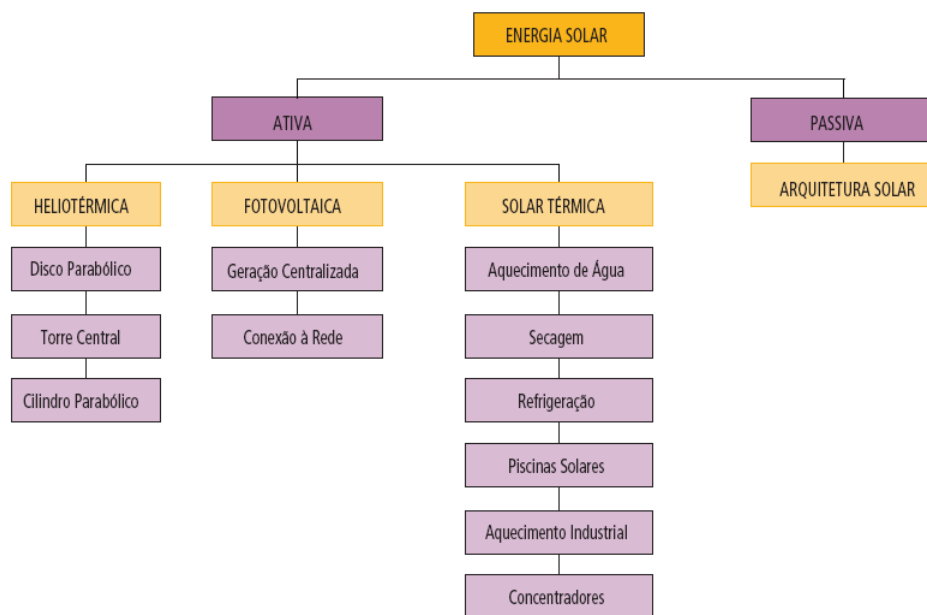


Figura 4.13 - Aplicações para a energia solar

Fonte: PNE-2030 (2007)

No caso das usinas heliotérmicas, a geração é, na sua grande maioria, integrada à rede. Já no caso da geração fotovoltaica, a geração pode ser descentralizada, ou conectada à rede. Esta diferenciação está ligada, principalmente, à escala de produção, ou potência instalada, que no caso das usinas heliotérmicas está na ordem de dezenas ou centenas de MW, enquanto que para as centrais fotovoltaicas vai desde alguns kW até dezenas de MW.

A energia solar pode ser considerada menos aleatória do que a energia eólica, baseado no fato de que a previsão de disponibilidade desta fonte, sob o ponto de vista do macroclima, é mais precisa. Todavia, fatores ligados ao microclima, de difícil previsão, como por exemplo, a cobertura de nuvens e o percentual de vapor d'água presente no ar, introduzem um grau considerável de incerteza, principalmente no horizonte de produção de curto prazo. Isto dificulta o planejamento neste horizonte de tempo e leva à necessidade de complementação energética, de forma que se possa garantir a oferta planejada (PHOON, 2006).

De maneira a apresentar casos reais que fundamentem esta discussão, foram obtidos dados provenientes de estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), a saber: estação de Delfino (BA), Ibotirama (BA), Rio Grande (RS) e Tartarugalzinho (AP), sendo as de Ibotirama e Delfino localizadas na região de maior incidência média anual de radiação solar global, segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006).

Pode-se observar, na Figura 4.14, a variabilidade da intensidade da radiação com destaque para o período noturno, obviamente, onde a radiação é nula. Um fato de importância crucial é a diminuição da radiação solar cujo início se observa às 17h atingindo zero por volta das 21h. Ocorre que, exatamente neste horário (17h) inicia-se o período onde o consumo de energia elétrica é mais pronunciado, ou seja, o período de carga pesada. O pico ocorre entre 17h e 18h, sendo deslocado para entre 18h e 19h no horário de verão.

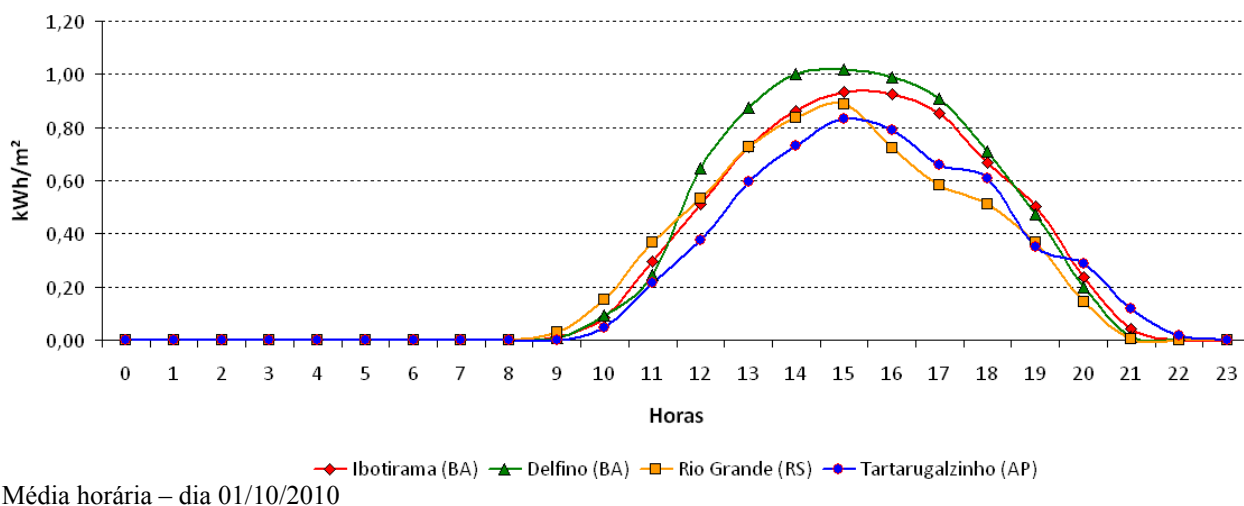


Figura 4.14 - Radiação solar global em quatro estações de coleta automática do INMET
 Fonte: INMET (elaboração própria)

Esta queda na intensidade da radiação é uma característica da fonte solar e ocorre em praticamente todo o território nacional, com algumas diferenças devido aos fusos horários e às latitudes. Isto pode ser confirmado pelos dados oriundos de estações localizadas nos extremos opostos do território nacional (Rio Grande e Tartarugalzinho). Outra evidência de destaque é o fato do início da disponibilidade desta fonte de geração iniciar-se efetivamente a partir das 08h,

enquanto que a rampa de carga do período matutino inicia-se por volta das 07h. Em verdade, percebe-se já uma elevação de carga a partir das 03h. Uma ideia simples, e a mais utilizada em pequena escala, é acumular energia durante o período quando a radiação solar é intensa e gerar, a partir desta energia acumulada, nos períodos mais críticos para a radiação solar, assim como nos períodos quando mais se necessita da eletricidade, ou seja, à noite. O problema está quando se produz em larga escala. Acumular energia neste caso, utilizando as tecnologias atualmente existentes, torna-se inviável, tanto do ponto de vista técnico como econômico e até mesmo socioambiental. O problema do armazenamento de energia, em larga escala, ainda demandará muito tempo de pesquisa de forma que estejam disponíveis tecnologias viáveis. Exceção se faz para as tecnologias de bombeamento e aquelas baseadas na pressurização de ar. Contudo, estas duas tecnologias requerem a disponibilidade de estruturas geológicas apropriadas nos locais de sua instalação.

É necessário salientar que o decréscimo observado na disponibilidade da energia solar ao final do dia coincide com a diminuição na velocidade dos ventos, que também se dá neste período. Estes dois fenômenos se contrapõem à rampa de carga ascendente, que tipicamente também ocorre neste período.

De maneira a estudar o comportamento da radiação solar em horizontes de tempo com discretizações de tempo menores, foram obtidos dados da estação meteorológica de Caicó (RN), de 1 a 7/10/2004, de 8h às 20h de cada dia e com amostras a cada 1 min. Pode-se observar a variabilidade da radiação solar, no transcorrer do período, por intermédio da curva apresentada na Figura 4.15. É importante destacar que, no período de 1 min, a carga pode variar em valores que podem superar 1.000 MW, requerendo respostas imediatas da geração. Em um intervalo de tempo de menos de 20 min pode-se observar variações de mais de 200 % na intensidade da radiação global, como foi o caso da estação meteorológica analisada, entre 12h e 12h10min no dia 1/10/2004. Apesar da radiação média estar em 591 W/m^2 neste dia, dentro do período de tempo considerado (entre 8h e 20h), há flutuações em torno desta média, tanto em amplitude como na frequência de ocorrência. Nos dias 4 e 7 verifica-se uma maior incidência de flutuações,

denotando uma variação também de um dia para o outro nos dois aspectos citados, ou seja, amplitude e frequência.

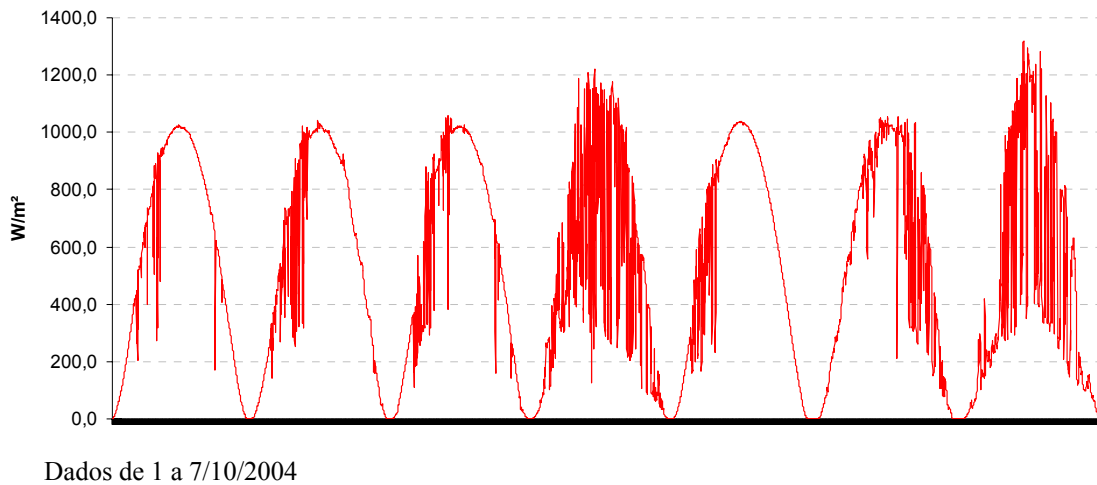


Figura 4.15 - Radiação solar global na estação de Caicó – RN
Fonte: CPTEC (elaboração própria)

Um perfil parecido com aquele observado na estação de Caicó é verificado em um levantamento realizado para a cidade de Greenbelt, estado de Maryland, EUA e que está apresentado nos gráficos da Figura 4.16. São gráficos de dados de dois dias consecutivos de radiação solar global. Da mesma forma que no caso de Caicó, aqui também se observam as flutuações intra-dia, assim como também as variações entre um dia e o seu subsequente, no caso dias 13/5/1971 e 14/05/1971, corroborando a característica de variabilidade já mencionada.

Kaltschmitt *et al* (2007) dimensionaram duas usinas heliotérmicas, utilizando as tecnologias de torre central e de espelhos parabólicos. Alguns dados destas usinas estão indicados na Tabela 4.7. Observe-se, nesta tabela, que o número de horas de produção plena é bastante inferior ao número total de horas do ano, representando só 24% no caso da usina empregando a tecnologia de torre central e 42% na central empregando espelhos parabólicos; o valor mais elevado nesta segunda usina ocorre devido à sua maior capacidade de armazenamento.

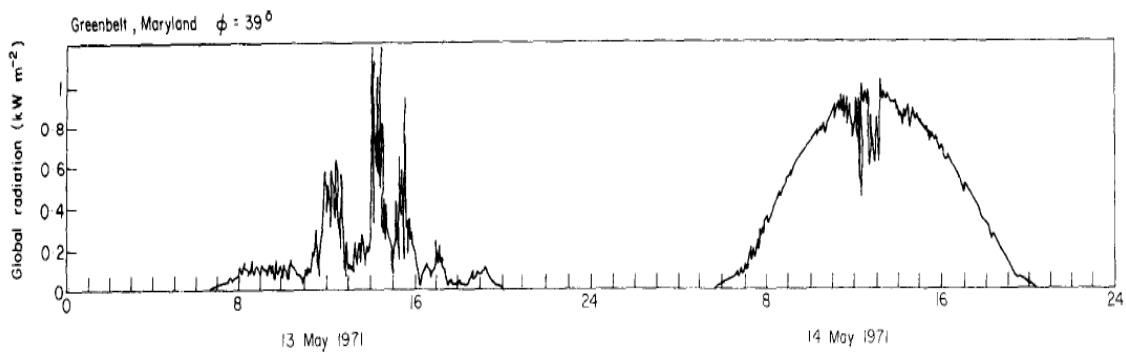


Figura 4.16 - Radiação solar global na cidade de Greenbelt, Maryland, EUA
 Fonte: SORENSEN, 2004

Tabela 4.7 - Dados técnicos calculados de duas usinas héliotérmicas utilizando as tecnologias de torre central e espelhos parabólicos

Características	Tecnologias utilizadas	
	Torre central	Espelhos parabólicos
Capacidade nominal (MW)	30	50
Superfície espelhada (m^2)	175.000	510.000
Horas de produção a plena carga (h/ano)	2.100	3.680
Capacidade de armazenamento (horas)	0,5	7
Parcela solar (%)	100	100
Vida útil estimada (anos)	25	25

Fonte: KALTSCHMITT et al, 2007

Dois fatores importantes que influenciam na produção de eletricidade diretamente a partir da radiação solar são a turvação da massa de ar e a presença de nuvens acima das usinas geradoras.

A turvação influencia na intensidade da radiação solar⁴⁸, uma vez que se trata de um obstáculo à sua propagação. A previsão de sua ocorrência e intensidade é complexa e, conseqüentemente, a previsão e programação da energia gerada fica prejudicada (SOSENSEN,

⁴⁸ O fator de turvação influencia em potência de 10 na radiação global - $S_N(\lambda) \propto 10^{B(\lambda)}$

2004). A Figura 4.17 apresenta médias diárias (pontos) e mensais (curva) do índice de turvação da cidade de Raleigh (Carolina do Norte – EUA) no ano de 1972. Quanto se toma horizontes de tempo mais longos, verifica-se alguma possibilidade de estabelecimento de um padrão, como é o caso quando se observa a média mensal. Já quando se discretiza as medições em horizontes de tempo menores, manifesta-se um comportamento que se aproxima da aleatoriedade.

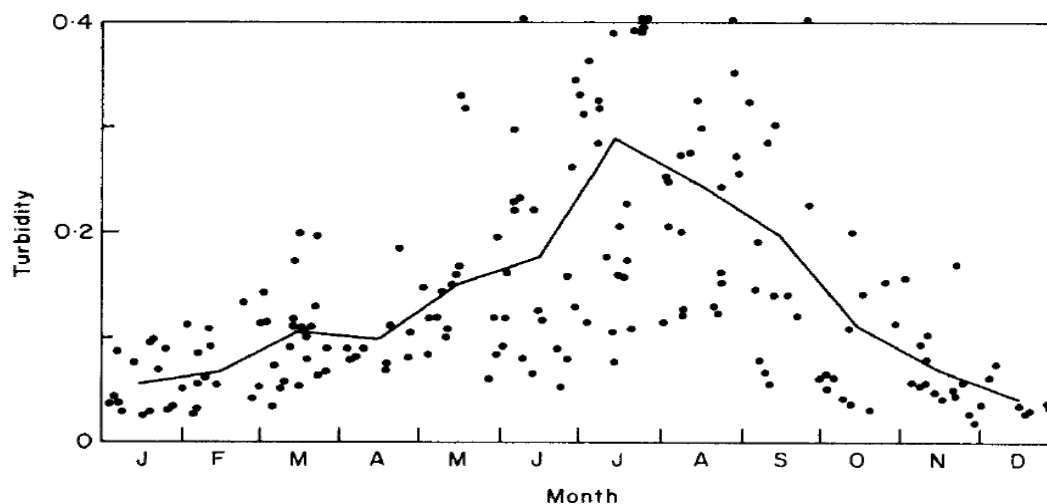


Figura 4.17 - Coeficiente de turvação medido na cidade de Raleigh (Carolina do Norte – EUA) durante o ano de 1972
Fonte: SORENSEN, 2004

Com relação à formação de nuvens, existe um elemento complicador, que é o microclima local, de previsão complexa e incerta (PNE-2030, 2007). Tanto a distribuição como o tipo das nuvens influencia na atenuação da radiação solar. A classificação das nuvens quanto ao tipo é uma indicação geral de sua categoria. As nuvens classificadas como *estratos* e *cumulus* são menos translúcidas à radiação solar do que aquelas categorizadas como *cirrus* (SOSENSEN, 2004). Na Figura 4.18 está representada a influência que os tipos de nuvens citados têm na radiação solar global que incide sobre a superfície terrestre.

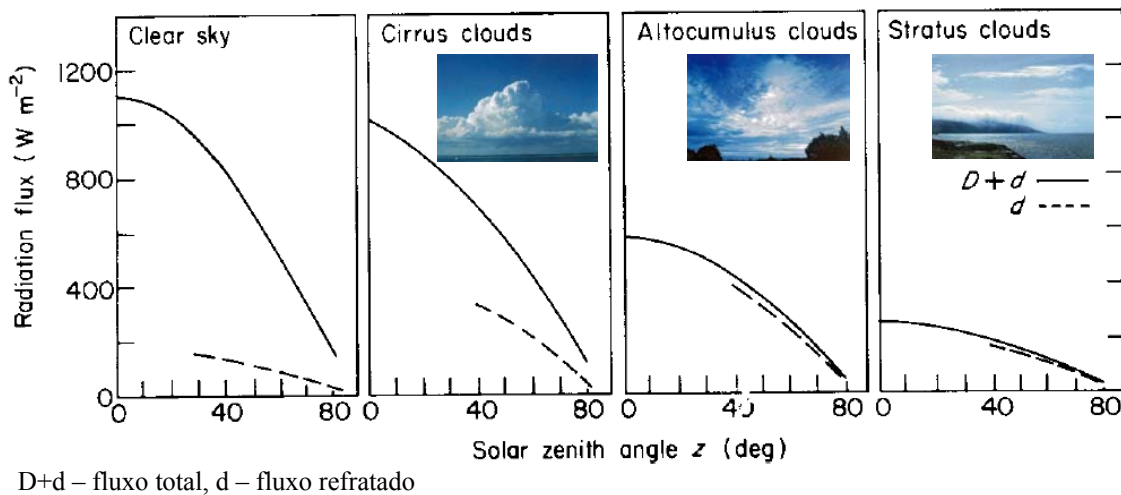


Figura 4.18 - Influência dos tipos de nuvens na radiação solar incidente na superfície terrestre
 Fonte: SORENSEN, 2004

4.3.2. O potencial

Em função da inclinação do globo terrestre, há uma variação na duração do dia de uma região para outra. Há, também, uma dependência da estação do ano. As mais significativas variações na duração da radiação solar diurna são observadas nas regiões polares da Terra, durante os solstícios.

Nas regiões localizadas entre os trópicos e nos equinócios notam-se variações bem menos pronunciadas. Nas regiões próximas à linha do equador têm-se as menores variações. Fato digno de nota é que em torno de 90% do território brasileiro encontra-se localizado na região intertropical, o que confere a esta parcela as características acima apresentadas em relação à duração do dia. Entretanto, a maior parte da população brasileira e as principais atividades econômicas estão concentradas em regiões mais próximas do tropico de Capricórnio e, conseqüentemente, mais distantes da linha do equador. É importante destacar que a região Nordeste do Brasil, mais próxima à linha do Equador, é aquela contemplada com os maiores índices de radiação solar do País. Sua média anual pode ser comparada aos melhores locais do planeta, no que se refere a este quesito. A Tabela 4.8 apresenta, para efeito de comparação, os

locais do mundo com os melhores índices e indicadores de algumas cidades brasileiras. Observe que, mesmo em latitudes elevadas, a exemplo de Porto Alegre, a média de incidência de radiação é considerável (PNE-2030, 2007).

Tabela 4.8 - Dados de radiação solar em locais do mundo comparados com cidades brasileiras

Localidade	Latitude	Radiação mínima (MJ/m ²)	Radiação máxima (MJ/m ²)	Média anual (MJ/m ²)	Radiação max/ Radiação min.
Dangola (Sudão)	19°10'	19,1 (Dez)	27,7 (Mai)	23,8	1,4
Dagget (EUA)	34°52'	7,8 (Dez)	31,3 (Jun)	20,9	4,0
Belém - PA	1°27'	14,2 (Fev)	19,9 (Set)	17,5	1,4
Florianópolis - PI	6°46'	17,0 (Jun)	22,5 (Out)	19,7	1,3
Petrolina - PE	9°23'	16,2 (Jun)	22,7 (Out)	19,7	1,4
B.J. Lapa - BA	13°15'	15,9 (Jun)	21,1 (Out)	19,7	1,3
Cuiabá - MT	15°33'	14,7 (Jun)	20,2 (Out)	18,0	1,4
B. Horizonte - MG	19°56'	13,8 (Jun)	18,6 (Out)	16,4	1,3
Curitiba - PR	25°26'	9,7 (Jun)	19,4 (Jan)	14,2	2,0
P. Alegre - RS	30°01'	8,3 (Jun)	22,1 (Dez)	15,0	2,7

Fonte: PNE-2030, 2007

A Figura 4.19 apresenta uma série de mapas com valores médios das estimativas do total diário de radiação solar. O período abrangido vai de julho de 1995 a dezembro de 2005. A resolução espacial dos mapas está na escala 10km x 10km. A região Sul, a despeito de sua posição geográfica, recebe maior incidência de radiação solar do que a região Norte, durante o verão. O fenômeno se inverte no inverno, ou seja, a região Norte é contemplada com maior radiação solar global que a região Sul.

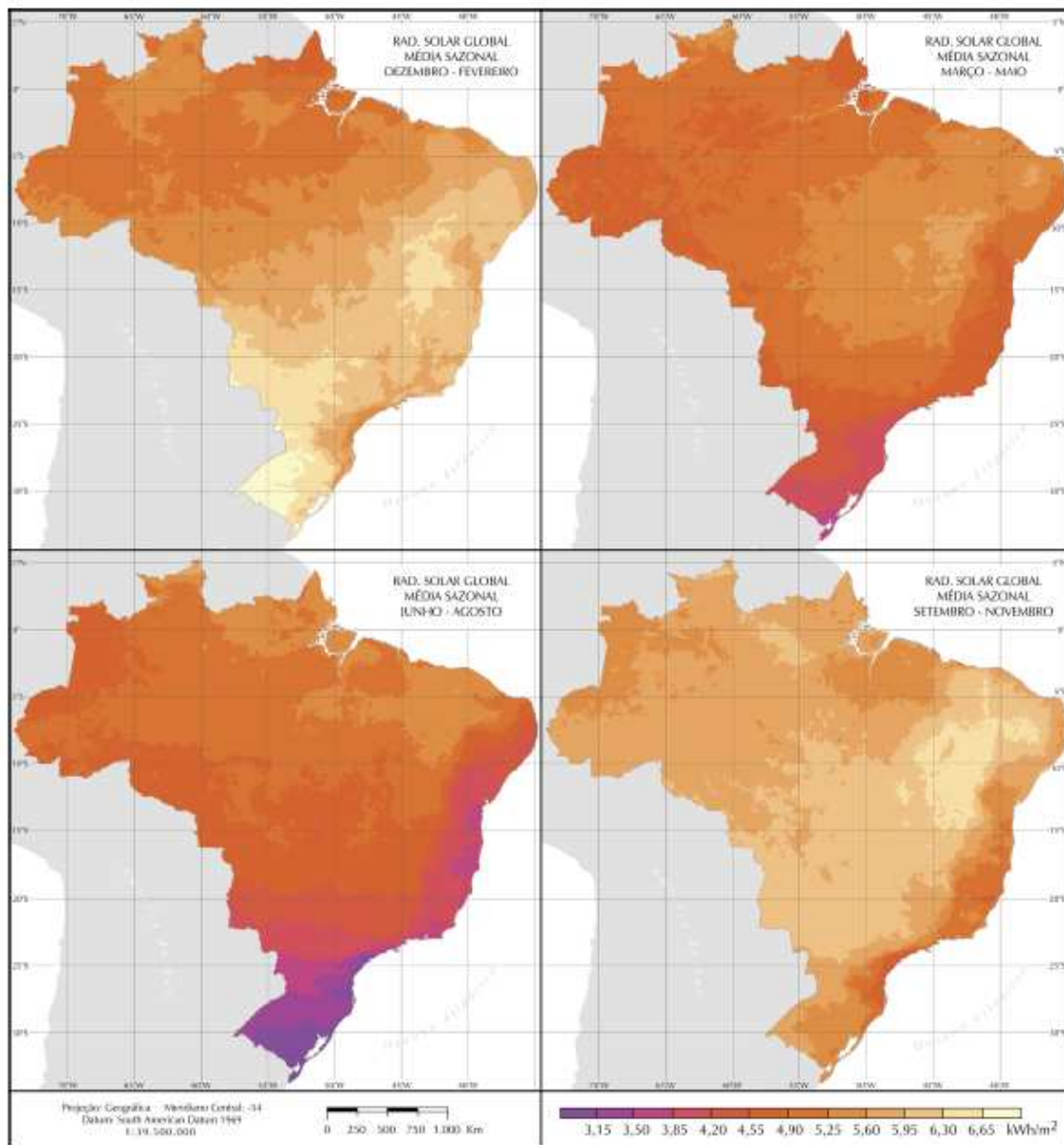


Figura 4.19 - Radiação solar global média sazonal

Fonte: INPE, 2006

Este fato é consequência do comportamento do clima na região Amazônica durante o verão, com a presença intensa de nuvens e elevada precipitação, sob influência da denominada

Zona de Convergência Intertropical - ZCIT⁴⁹. Durante o inverno a ZCIT desloca-se para o hemisfério Norte, deixando o céu com presença bem menos significativa de nuvens e menores índices pluviométricos. Isto, associado à menor variação da incidência de irradiação solar entre o verão e o inverno, típico da região Norte, leva a um maior índice de radiação solar global para a região Norte, em relação ao Sul. Há uma parte da região Norte, o Noroeste da região Amazônica, que, devido à presença dos ventos Alísios⁵⁰, tem os menores índices de radiação solar da região, pois, mesmo no período de julho a setembro (inverno), ocorre uma elevada precipitação em função destes ventos.

A presença destes ventos também é o motivo do litoral do Nordeste apresentar menores índices de radiação solar do que o Oeste desta região, Nordeste de Goiás, Norte de Minas Gerais e Sul de Tocantins, regiões que apresentam os maiores índices do Brasil. Estas regiões caracterizam-se por um clima que se aproxima do semiárido, baixa nebulosidade e elevada incidência de radiação solar. Da mesma forma que a região Norte, estas regiões recebem as mais altas incidências de irradiação solar nos períodos secos (outono e inverno), mais pronunciadamente entre julho e setembro, período no qual a pluviosidade é a menor do ano e os dias apresentam-se com céu mais limpo. As maiores variações intersazonais de irradiação solar encontram-se no norte do estado de Santa Catarina, litoral do Paraná e sul do estado de São Paulo (PEREIRA, 2006).

4.3.3. Aspectos econômico-financeiros

Devido aos problemas relacionados à variabilidade e previsibilidade inerentes a esta fonte, existe a mesma preocupação que se tem em relação à energia eólica. Há necessidade de complementação da energia gerada, a partir de outras fontes produtoras, e a repercussão disto no

⁴⁹ Esta é uma zona de convergência em baixos níveis (próximo a superfície), na região de fronteira entre os hemisférios Norte e Sul. Assemelha-se a um cinturão de atividades, de 3 a 5 graus de largura, onde espalham-se nuvens com grande movimento vertical interno (Cumulus nimbus). Estas nuvens agrupam-se, também, em uma formação denominada "aglomerados", e caracterizam-se pelo transporte de calor da superfície.

⁵⁰ Os ventos Alísios são o resultado da ascensão de massas de ar que convergem de zonas de alta pressão (anticiclônicas), nos trópicos, para zonas de baixa pressão (ciclônicas) no Equador, formando um ciclo. São ventos úmidos, provocando chuvas nos locais onde convergem.

custo total de produção também se aplica à energia solar. Assim, o valor da energia de *backup* deve ser computado no custo total de produção desta fonte.

A energia solar atualmente não é competitiva no que concerne à produção em larga escala e conectada ao SIN. Todavia, os custos de investimento relativos a esta fonte vêm apresentando quedas significativas nos últimos anos. O que pode vir a acelerar este processo é o estabelecimento de uma política de fomento à inserção desta fonte na matriz nacional de energia elétrica. Uma primeira iniciativa neste sentido é a consulta pública realizada pela ANEEL, em 2011, visando detectar as principais barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada na rede de distribuição de energia elétrica.

4.3.4. Aspectos socioambientais

Um importante fator que incentiva o uso da energia solar para a produção de eletricidade é o fato deste processo favorecer a manutenção do equilíbrio térmico da Terra. Os sistemas de transformação de energia solar em energia elétrica usam parte da energia solar e outra parte é emitida de volta para o ambiente. Desta forma, não ocorre alteração na produção líquida de calor. Estes sistemas não emitem gases ácidos ou de efeito estufa, durante a etapa de operação e produção de eletricidade. Não há necessidade de combustível e tampouco de recursos hídricos, com a exceção da tecnologia de torre solar, o que minimiza ainda mais os impactos ambientais.

No caso das tecnologias heliotérmicas, o impacto mais significativo está relacionado à instalação da torre de potência. Há também interferência no aspecto visual, ruídos e o fato das tecnologias heliotérmicas utilizarem o princípio da concentração da luz solar em escala e intensidades bastante elevadas. Isto pode trazer danos à visão humana, principalmente quando se verificam falhas nos sistemas de direcionamento dos elementos concentradores, levando-os a refletir a luz para locais indevidos. Os fluidos térmicos usados nestes sistemas (torres centrais ou cilindros parabólicos) podem vaziar e contaminar os recursos hídricos próximos à região onde a instalação se encontra. Para amenizar o problema, são construídas bacias de contenção, que podem evitar a contaminação citada. Dependendo da potência instalada, estes sistemas também

demandam quantidades significativas de água de serviço para troca de calor e refrigeração, o que também pode levar a impactos ambientais significativos. Considerando os problemas citados, é mais apropriado que estas plantas sejam implantadas em locais pouco habitados e com disponibilidade de água.

No que se refere à tecnologia fotovoltaica, a agressividade ao meio ambiente é bem menos pronunciada na etapa de operação. Entretanto, ao se analisar o ciclo de vida destes sistemas, detectam-se impactos ambientais dignos de nota. Na fase de produção dos módulos, o que se pode destacar é o consumo energético, pois é um processo que demanda um uso intenso de energia. No descomissionamento das plantas também se observam impactos, pois as muitas partes que compõem estes sistemas necessitam ser descartadas, o que implica em poluição ambiental, embora uma parcela dos materiais possa ser reciclado (TOLMASQUIM, 2004 *apud* PNE-2030, 2007).

4.4. A geração de eletricidade baseada na energia hidráulica

Não existe forma ideal de produção de eletricidade, ou seja, aquela que somente apresente vantagens de ordem técnica, econômica e socioambiental. Qualquer opção que se adote, principalmente quando é majoritária no processo de expansão da oferta, levará a consequências positivas e negativas à sociedade envolvida e nas três perspectivas citadas. Assim também ocorre com a fonte hidráulica. Como, atualmente, é a fonte predominante e a base no processo de crescimento do parque produtor de eletricidade no Brasil, seus efeitos, principalmente os indesejáveis, são mais pronunciados e, conseqüentemente, mais notados.

4.4.1. Aspectos técnicos

4.1.1.1 A classificação das usinas hidrelétricas quanto ao seu reservatório

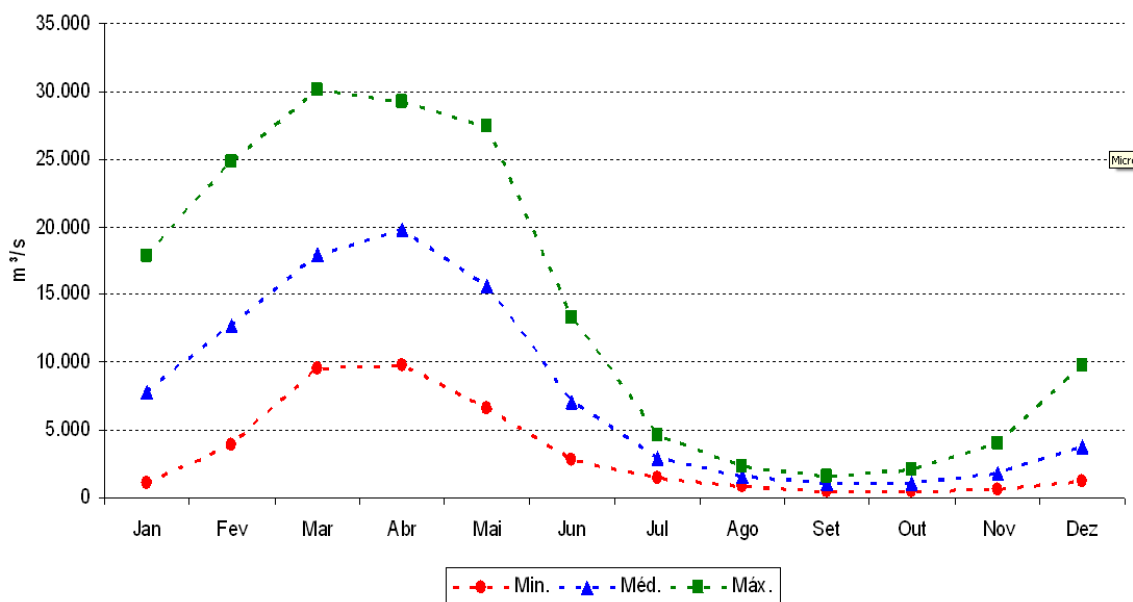
Uma das principais características das usinas hidrelétricas (UHEs) está relacionada à sua capacidade de regularização, que possibilita uma maior estabilidade no perfil da energia gerada.

Neste contexto, as UHEs podem ser classificadas segundo duas categorias: as que possuem reservatório de acumulação, ou, simplesmente, UHEs com reservatório e as UHEs a fio d'água. Estas últimas possuem capacidade de armazenamento, das vazões afluentes, de um dia a, no máximo, uma semana, ou seja, sua capacidade para manter a geração em um determinado patamar com vazão afluente menor que vazão defluente é muito limitada. Já as UHEs com reservatórios podem compensar aflúências menores que as defluências em períodos maiores de tempo, podendo esta regularização atingir horizontes maiores que um ano. Quando este valor supera oito meses o reservatório pode ser considerado como plurianual, pois resiste a mais de um período de estiagem.

Os aproveitamentos hidrelétricos eram projetados no Brasil para terem capacidade de regularização plurianual, alguns chegando a mais de 2 anos, como foram os casos das UHEs de Furnas (21 meses), Emborcação (31 meses), Nova Ponte, Passo Fundo e Serra da Mesa, esta última podendo atingir 60 meses. Aqueles licitados mais recentemente tem sido, via de regra, a fio d'água, ou seja, com pouca capacidade de regularização frente a períodos de estiagem. Um exemplo interessante de se analisar é o do aproveitamento hidrelétrico de Belo Monte. Como se pode ver na Figura 4.20, o perfil de vazões do Rio Xingu é extremamente irregular. No período úmido pode chegar a $30.000 \text{ m}^3/\text{s}$ e no período seco a menos de $2.000 \text{ m}^3/\text{s}$. O projeto original de Belo Monte previa um reservatório com 1.225 km^2 . Com o objetivo de reduzir os impactos ambientais, a área alagada foi reduzida para 516 km^2 . Em função desta redução, a capacidade de regulação deste aproveitamento passou a ser diária. Isto significa que boa parte dos $30.000 \text{ m}^3/\text{s}$ deverão ser vertidos na estação úmida, enquanto que, na estação seca, a geração ficará muito aquém daquela que poderia ser realizada caso houvesse alguma capacidade de regularização do reservatório.

As repercussões, no parque gerador nacional, da redução relativa da capacidade de armazenamento, assim como as consequências da expansão da oferta baseada em UHEs a fio d'água são discutidas no Capítulo 3.

Os reservatórios das UHEs funcionam como sistemas virtuais de armazenamento de energia (MASON *et al*, 2010), através do armazenamento de água para posterior passagem pelas turbinas e geração de eletricidade. As UHEs respondem rapidamente às variações da carga e são facilmente despachadas (SORENSEN, 1981 e BELANGER e GAGNON, 2002 *apud* MASON *et al*, 2010), além de poderem operar como reserva girante (REBOURS e KIRSCHEN, 2005; ANDREWS, 2007 *apud* MASON *et al*, 2010).



(*) Referente a dados de 1931 a 2003

Figura 4.20 - Vazões naturais da UHE Belo Monte - médias mensais (*)
 Fonte: EPE (elaboração própria)

A diminuição da capacidade de armazenamento do SIN implica em, cada vez mais, se utilizar, no limite, a capacidade existente de forma a otimizar a produção de energia elétrica do ponto de vista do custo. O ONS despacha usinas fora da ordem de mérito caso haja algum fato que coloque em risco a segurança do abastecimento em um determinado horizonte de planejamento. Ocorre que a potência gerada por uma UHE depende diretamente da produtividade desta, que, por seu turno, depende dos níveis d'água no canal de fuga (jusante) e no reservatório (montante). Deste modo, o fato de se trabalhar com reservatórios deplecionados diminui a produtividade e, conseqüentemente, o valor da potência que pode ser gerada nestas UHEs

(OLIVEIRA *et al*, 2009). Na Figura 4.21 pode-se observar a relação direta entre o volume armazenado e a produtividade e, conseqüentemente, a potência gerada na UHE de Furnas durante o período histórico das vazões mais críticas.

A operação com reservatórios deplecionados agrava ainda mais o problema da escassez de recursos hídricos para geração de energia elétrica, uma vez que é necessário turbinar um volume maior de água para gerar um mesmo montante de potência e energia, em relação a níveis mais elevados da água no reservatório. Ocorre que este tipo de operação piora o problema e leva a um ciclo vicioso, se não forem tomadas medidas operativas de cunho preventivo e corretivo, tal como o despacho de UTEs fora da ordem de mérito. Uma solução bastante promissora para este caso é a utilização da geração a partir de outras fontes renováveis que, apesar de apresentarem variabilidade, podem ser utilizadas para mitigar o deplecionamento dos reservatórios.

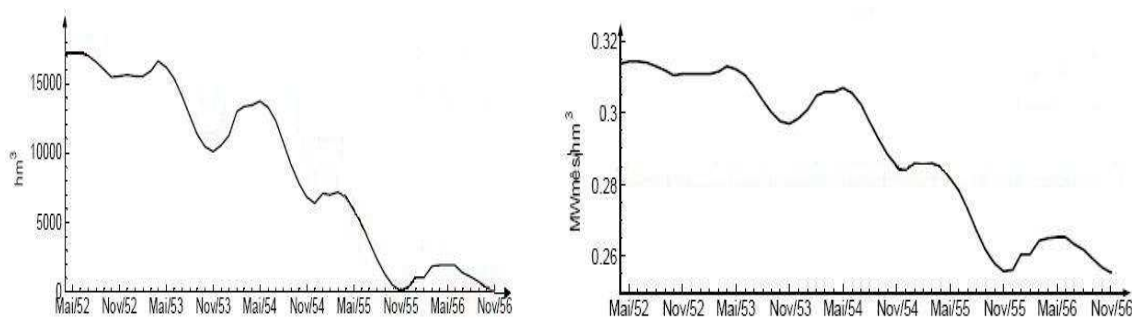


Figura 4.21 - Comportamento da energia armazenada e da produtividade na UHE de Furnas no período crítico

Fonte: OLIVEIRA *et al*, 2009 (adaptação própria)

4.1.1.2 A questão da energia firme e da energia assegurada

A ideia de suprimento firme remonta ao final do século XIX, quando se pesquisava sobre o dimensionamento de reservatórios destinados ao abastecimento das cidades. Buscava-se determinar qual seria a capacidade de armazenamento que assegurasse certa vazão “firme”, ainda

que ocorresse uma seca correspondente ao período mais crítico do histórico que se dispunha. Um trabalho elaborado por Rippl (1883) *apud* Kelman *et al* (2004) propôs um diagrama, por intermédio do qual é possível calcular a capacidade mínima que um reservatório deve ter para garantir uma demanda constante de débito volumétrico. Posteriormente, este conceito foi adotado no setor elétrico com objetivos econômicos. A energia firme de uma usina está diretamente relacionada à capacidade de seu reservatório. Este conceito foi estendido e aplicado nos estudos de inventário, que consideram a sequência de usinas a serem implantadas em uma bacia hidrográfica. É, também, possível calcular a energia firme de um sistema composto por usinas que produzem a partir de diversas fontes de energia. Na medida em que novas fontes vêm compor o *mix* de geração, surge um problema, pois não existem ferramentas que permitam obter, de uma forma robusta e confiável, a energia firme, por exemplo, das fontes eólica e solar.

O critério para dimensionar as UHEs passou a ser, mais recentemente, probabilístico. Ao invés de se considerar a pior seca registrada como referência, adota-se, agora, a denominada “energia assegurada”, também chamada de garantia física, como a máxima produção de uma usina, ou conjunto de usinas que pode ser mantida em um percentual dos anos hidrológicos considerados na simulação, por exemplo, 95 %. Destarte, pode-se dizer que a energia assegurada é a versão probabilística da energia firme.

Após a reforma do setor elétrico brasileiro, criou-se o certificado de energia assegurada (CEA), adotado quando da entrada de uma usina no mercado de energia elétrica e no mecanismo de realocação de energia (MRE). O CEA também tem grande importância no que concerne à segurança no suprimento de energia elétrica, uma vez que a oferta de geração, em MW médio de energia assegurada, deve ser, no mínimo, igual à demanda, em MW médio, dentro do ano em questão. O risco de racionamento será superior ao planejado quando os valores do CEA não equivalerem, de fato, à capacidade física de produção sustentada. É fundamental que esta equivalência seja a mais realista possível. Uma das causas do racionamento de 2001 foi o superdimensionamento das energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais, o que

resultou em uma sinalização incorreta para a contratação de energia nova⁵¹ (KELMAN *et al*, 2004).

4.4.2. O potencial

O potencial hidráulico estimado no mundo é de 2.200GW⁵². O potencial brasileiro representa 12% do potencial mundial, ocupando a terceira posição dentre os maiores parques produtores de energia hidráulica do mundo⁵³.

O montante do potencial hidrelétrico do Brasil é composto, essencialmente, por duas parcelas: o potencial estimado (resultado da soma do potencial remanescente ao potencial individualizado) e o potencial inventariado. O potencial remanescente é obtido com base em dados existentes, sem levantamento complementar, e considera um trecho do rio sem determinação precisa do local de implantação. O potencial individualizado é uma estimativa, também sem levantamento complementar, mas que pode resultar de um levantamento expedito, contudo ainda sem detalhamento. O potencial inventariado engloba usinas que estejam nas fases de inventário, viabilidade ou projeto básico, além daquelas em construção e em operação. A fase de inventário caracteriza-se por ser um estudo de bacia hidrográfica cujo objetivo é determinar o seu potencial hidrelétrico adotando-se a melhor alternativa de divisão do conjunto de usinas e de maneira que se possa avaliar a energia disponível, os impactos ambientais e os custos de investimento destas usinas.

Os estudos de viabilidade compreendem as etapas de dimensionamento das principais estruturas, da determinação da área de influência, das obras necessárias de infraestrutura, dos efeitos sobre o meio ambiente e incluem a questão do uso múltiplo da água, considerando a otimização técnico-econômica do aproveitamento. A fase de projeto básico é mais detalhada e

⁵¹ Segundo o relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada por decreto do Presidente da República de 22 de maio de 2001, para identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

⁵² Fonte: International Hydropower Association, 1999

⁵³ Fonte: International Energy Agency, 2006

inclui a definição de orçamento específico para cada segmento do empreendimento, ou seja, civil, mecânico e elétrico. A fase de construção refere-se aqueles empreendimentos que já tiveram suas obras iniciadas e a fase de operação constitui-se da capacidade instalada (ELETROBRAS, 2007).

Na Tabela 4.9 visualiza-se a distribuição, em percentual por região, do potencial hidroelétrico brasileiro total de aproximadamente 261 GW. As classificações adotadas foram: explorado (operação e construção) e a explorar (inventariado e estimado). Do total, em torno de 30 % já foi explorado, restando 70 % (182 GW) possível de ser explorado, considerando um custo de investimento de 1.200 a 1.500 US\$/kW. A grande concentração do potencial a ser explorado está na região Norte e, em menor proporção, na região Sul. Nas demais regiões o potencial a explorar encontra-se em níveis mais reduzidos; entretanto, ainda assim os montantes são significativos, envolvendo, principalmente, UHEs de menor porte e pequenas centrais hidrelétrica (PCHs).

Tabela 4.9 – Distribuição regional do potencial hidrelétrico brasileiro possível de ser explorado

Região	A explorar (GW)	A explorar (%)
Norte	118,4	65
Nordeste	5,5	3
Centro-Oeste	5,5	3
Sudeste	14,6	8
Sul	38	21
Total	182	100

Fonte: ANEEL (elaboração própria)

Considerando as estimativas da potência instalada previstas no PNE 2030 para o ano de 2030, variando entre 210 GW e 250 GW de acordo com o cenário econômico elaborado, e que no final de 2007 o SIN estava com 100 GW de potência instalada, a taxa média anual de crescimento desta potência fica entre 3,2% e 4,1%. Caso fosse atendida a expansão desta potência instalada somente com investimentos em geração hidrelétrica, o potencial hidráulico possível de ser explorado seria suficiente para atender ao crescimento do mercado por, pelo menos, o período compreendido pelo plano. Considerando que outras fontes de energia vão participar da expansão

da geração, este período será ainda maior. O mesmo plano, entretanto, salienta que o potencial a explorar estaria na casa dos 77 GW se fossem consideradas as restrições relacionadas às interferências com parques e florestas e terras indígenas. Caso não haja uma ação articulada do governo no sentido de reverter esta situação, o potencial possível de ser explorado pode findar bem antes do horizonte do plano.

No Brasil há predominância de rios de planalto, os quais tipicamente apresentam em seu leito rupturas de declive⁵⁴ e vales encaixados⁵⁵, que lhes conferem um elevado potencial para geração de energia elétrica. Os rios que correm em vales encaixados são candidatos interessantes para formarem reservatórios, devido a possibilidade de se acumular grande volume de água sem necessariamente alagar-se uma vasta área. Vale salientar que, dentre as grandes bacias brasileiras, apenas as correspondentes aos rios Amazonas e Paraguai são predominantemente de planície (FERNANDES *et al*, 2007). De acordo com a classificação do relevo brasileiro de Aziz Ab'Sáber, a Planície Amazônica é delimitada ao norte pelo Planalto das Guianas e ao sul pelo Planalto Central. Desta forma, os afluentes da margem esquerda e margem direita são, em seu alto curso, considerados rios de planalto. Assim sendo, no que se refere ao potencial específico para a construção de UHEs com reservatório de acumulação, ainda existem opções.

Dentre as bacias com rios localizados em vales encaixados, propícios à projetos de UHEs com reservatório, pode-se citar o exemplo da bacia do rio Doce, localizada na região Sudeste e abrangendo, principalmente, os estados de Minas Gerais e Espírito Santo. Esta bacia tem uma capacidade de geração de cerca de 4.055 MW, sendo: 320 MW já instalados; 18 MW em construção; 282 MW em projetos básicos; 300 MW em estudos de viabilidade; e 3.029 MW inventariados. Além destes empreendimentos individualizados, existe um potencial remanescente de 106 MW, potencialmente aproveitável por PCHs⁵⁶.

⁵⁴ Ruptura de declive é a falta de continuidade de um declive produzida por influência estrutural, tectônica ou erosiva. Um exemplo de uma ruptura de declive é uma queda d'água ou cachoeira.

⁵⁵ Vale encaixado é aquele cujo aprofundamento da linha imaginária que passa pela parte mais profunda deste vale for muito grande, levando à existência de margens estreitas e vertentes com fortes declives.

⁵⁶ Fonte: Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio Doce. Disponível em: <http://www.riodoce.cbh.gov.br/bacia_caracterizacao.asp#geracao> Acesso em 26/01/2012.

4.4.3. Aspectos econômico-financeiros

Pode-se observar, por intermédio da Figura 4.22, a relação entre carga de energia, $EARM_{\text{máx}}^{57}$ e PLD, em termos de SIN, de maio de 2003 a abril de 2012. Os valores estão expressos em relação a maio de 2003. Estabelecendo uma linha de tendência (método dos mínimos quadrados), utilizando os pontos da curva correspondente a $EARM_{\text{máx}}$, obtém-se a equação $y = 0,0004x + 0,4876$. Traçando-se uma linha de tendência com os pontos da curva correspondente à carga de energia, encontra-se a equação $y = 0,0036x - 3,406$. Isto significa que a carga apresenta uma tendência de crescimento nove vezes maior que $EARM_{\text{máx}}$. Para o PLD a linha de tendência resulta na equação $y = 0,0604x - 69,678$, significando uma tendência ao aumento contínuo com o decorrer do tempo em uma taxa muitas vezes maior que ambas as outras duas variáveis. Portanto, a diminuição relativa da capacidade de armazenamento dos reservatórios em relação à carga do SIN não apresenta somente impactos de ordem técnica. Na Figura 4.23 pode-se visualizar os gráficos da relação $EARM_{\text{máx}}$ /Carga do SIN e do Custo Marginal de Operação (CMO)⁵⁸. Verifica-se o aumento do valor do CMO na medida em que a relação $EARM_{\text{máx}}$ /Carga do SIN diminui. O CMO influi diretamente no valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), e também influenciará na tarifa final de consumo de energia elétrica. No Planos Anuais da Operação Energética - PEN, documentos que norteiam a operação energética do SIN no horizonte anual, vem constando, desde 2010, a diretiva de despachar as UTEs, mesmo aquelas com CVU mais elevado, com o objetivo de “garantir a manutenção de armazenamentos”.

⁵⁷ Energia armazenada máxima.

⁵⁸ A partir de 2010 os valores do CMO são estimados.

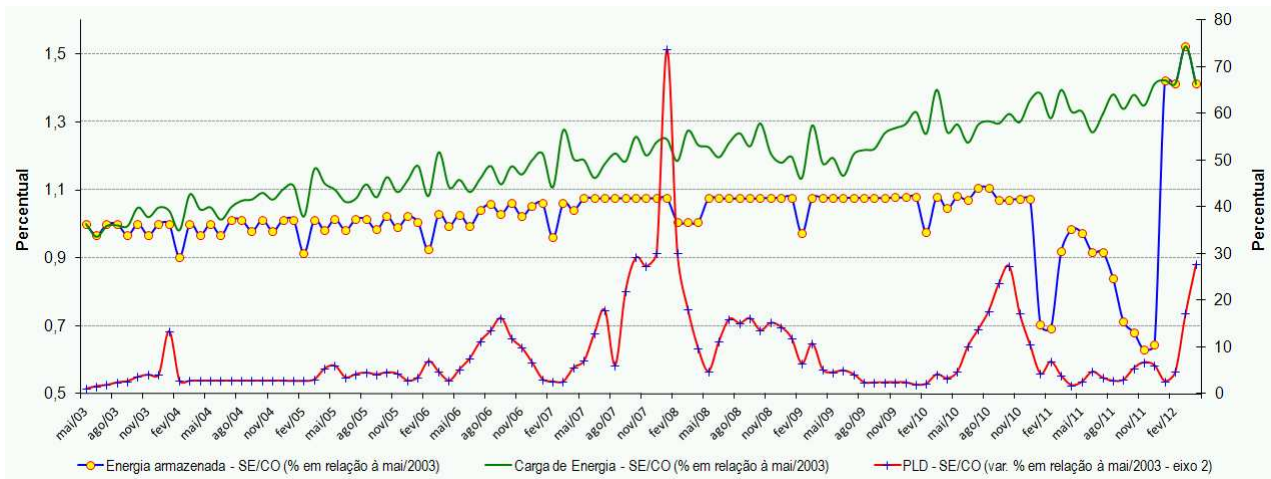


Figura 4.22 – Comportamento da EARMáx, da carga de energia e do PLD

Fonte: ONS (elaboração própria)



Figura 4.23 - Comportamento da relação EARMáx/Carga em relação ao CMO

Fonte: ONS, 2009

Embora, atualmente, haja folga de capacidade instalada para suprir a ponta de carga diária, o PEN, desde 2010 até a versão atual, indica haver tendência da necessidade, no curto prazo, do despacho de UTEs baseadas em combustíveis fósseis, para suprir a demanda máxima. Isto em função do aumento progressivo da participação da geração oriunda de fontes fósseis na oferta de energia elétrica e da característica dos empreendimentos atualmente participantes da expansão hidráulica, os quais têm sido usinas com baixa ou nenhuma capacidade de regularização. O Grau de Regularização do SIN, importante indicador que baliza ações de planejamento e operação, que já se encontrava em 6 meses em 2010, será reduzido para 5 meses em 2014 e com tendência a cair nos anos subsequentes, principalmente em função da expansão da oferta de energia elétrica não se dar com UHEs agregadas a reservatório de regularização (CASTRO e DANTAS, 2011).

A redução relativa da capacidade de armazenamento hídrico no SIN também tem como consequência o aumento contínuo, no transcorrer dos anos, nos montantes de geração térmica. Na Figura 4.24 têm-se as curvas de permanência de geração térmica para o subsistema SE/CO dos anos de 2012 a 2014. Note-se, por exemplo, que em 2014 a previsão de que a permanência da geração térmica esteja em 4.000 MWmed é de 50 %.

O custo da geração térmica é, via de regra, muito mais elevado que o da geração hidráulica, ou, até mesmo, das FEBS. Na medida em que a participação da geração térmica aumenta, eleva-se proporcionalmente o custo da operação do SIN. Conforme é mostrado no Capítulo 3, em alguns casos estes custos são arcados pelos consumidores de energia elétrica por meio dos encargos setoriais.

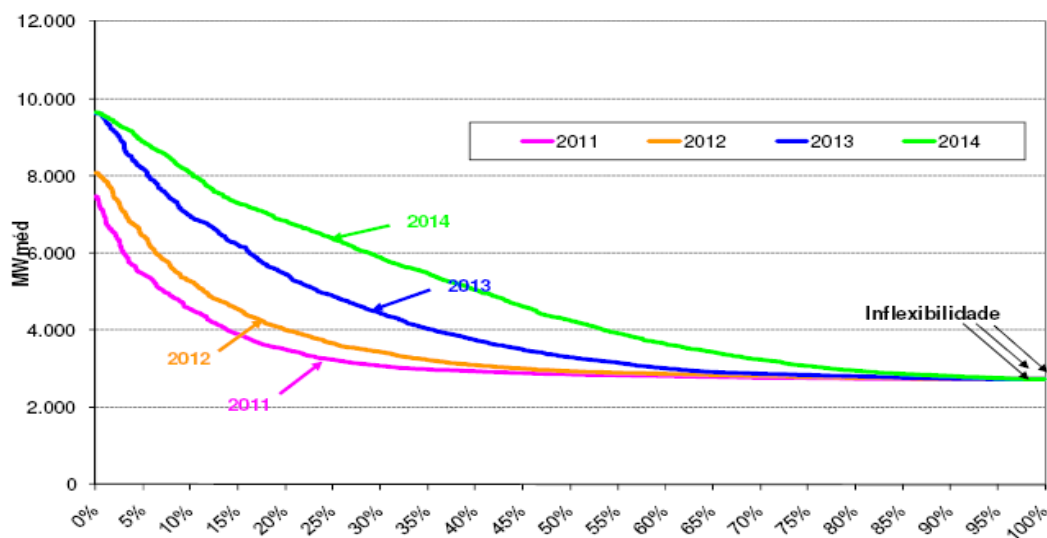


Figura 4.24 - Curva de permanência da geração térmica – região SE/CO

Fonte: ONS (PEN 2010)

4.4.4. Aspectos socioambientais

A produção de eletricidade a partir da energia hidráulica, principalmente nos grandes projetos, traz impactos ambientais negativos, sob vários aspectos, e a implantação de empreendimentos desta natureza traz consequências indesejáveis. Estas consequências são extensamente exploradas na literatura científica, como, por exemplo, nos trabalhos desenvolvidos por Pinheiro (2007), Sinisgalli (2005) e Mendes (2005), razão pela qual não serão discutidas em detalhes nesta tese. Os impactos socioambientais negativos são muitos e vão desde a interferência no curso do rio e a implantação da barragem até o deslocamento e reassentamento dos afetados pela construção da UHE. Existe ainda a questão do aumento repentino do contingente de pessoas nas cidades circunvizinhas ao empreendimento, levando a problemas de infraestrutura e sociais.

As UHEs estão sujeitas a críticas mais veementes devido os seus impactos serem restritos à região de sua implantação, ao contrário das UTEs a combustíveis fósseis e outras fontes, mesmo renováveis, quando considerado o LCA, as quais geram impactos com alcance global (emissões de GEE). Os danos causados são visíveis e podem ser mais facilmente

mensurados, o que não ocorre com as emissões de GEE, cujos danos e extensão da área atingida são de difícil avaliação.

Há, todavia, os impactos positivos que estão relacionados principalmente aos recursos gerados para a região onde são implantadas as UHEs. Um exemplo interessante para ser mencionado é o da cidade de Altamira (PA), curiosamente o maior município do mundo em extensão territorial (161.584,9 km²). Altamira vem passando por uma crise econômica sem precedentes devido ao embargo realizado pelo Ministério do Meio Ambiente e Banco Central à indústria madeireira, a qual era a principal atividade econômica do município. Este embargo objetiva reduzir os índices de desmatamento da região. No ano de 2010 a cidade possuía cerca de 100 mil habitantes e aproximadamente 10 mil desempregados, com pouquíssimas opções de realocação de mão de obra.

A construção da UHE Belo Monte deve gerar 18,7 mil empregos diretos e 23 mil indiretos. Não há que se duvidar que representará ganhos consideráveis para a economia regional (PEREIRA, 2010), possibilitando mitigar a crise pela qual passa atualmente o município de Altamira, por intermédio da atração de investimentos que a construção de uma UHE traz para a região. São indústrias dos mais variados segmentos, as quais geram emprego, renda, impostos e, em consequência, promovem o desenvolvimento regional. Um exemplo neste sentido é o da Votorantim Cimentos. Para atender Belo Monte, a empresa vai implantar duas fábricas no estado do Pará. Para atender à demanda das UHEs Santo Antônio e Jirau, a empresa estabeleceu uma unidade fabril que atualmente é a maior dentre as suas fábricas. Ao todo, esta empresa pretende instalar oito unidades em 7 diferentes estados. A previsão de investimentos da Votorantim, até o ano de 2013, atinge a cifra de R\$ 5 bilhões (AGÊNCIA CANAL ENERGIA, 2010). Mesmo considerando que boa parte desta mão de obra é oriunda de outros locais, existem um grande contingente de trabalhadores, principalmente os ligados às atividades mais braçais, que são contratados na própria região. Considerando que as regiões onde são instaladas as UHEs, como é o caso de Belo Monte, são regiões pobres, a contratação de mão de obra deste tipo vai ao encontro das necessidades locais. Isto significa um importante impulso na economia regional que,

mesmo passando por um desaquecimento após a conclusão da obra, não terá somente o legado negativo e se beneficiará deste avanço.

Outro aspecto relevante é o que se refere à capacitação da mão de obra, que, em muitos casos, é realizada quando da construção de uma UHE. Isto traz reflexos no patamar da remuneração regional, o que permite a melhoria na situação socioeconômica da parcela da população participante. Podem-se citar, como exemplo, os cursos de capacitação promovidos pelo consórcio construtor da UHE Belo Monte, a Norte Energia. Os cursos destinam-se à formação de carpinteiros, pedreiros, armadores, eletricitas, motoristas e operadores de máquinas de terraplanagem. Somente para as três primeiras profissões, são cerca de mil vagas. Os trabalhadores que passarem por estes cursos estarão qualificados, mesmo depois de terminar a obra, a ocuparem melhores posições no mercado de trabalho. São benefícios duradouros e que refletem no ambiente familiar propiciando, além da melhoria no padrão de vida, maiores chances de desenvolvimento e socialização da prole destes trabalhadores⁵⁹.

4.4.4.1. A questão da área alagada pelos reservatórios

Um dos aspectos relacionados à questão da área alagada pelos reservatórios das UHEs é a perda da vegetação que antes ocupava a respectiva área, com repercussões na fauna, na flora e na sociedade nativa da região. Para os aproveitamentos hidrelétricos localizados na Amazônia, este problema se potencializa em função da riqueza do bioma localizada nesta região. Segundo o PNUD (2007), a redução da área coberta pela Floresta Amazônica é um dos principais causadores mundiais de emissão de gases de efeito estufa⁶⁰.

Estimou-se, em 2001, que a área ocupada pelos reservatórios das UHEs no Brasil era de 36.000 km² (ANEEL, 2001). Embora estes dados possam não corresponder aos valores atuais, não estão tão distante, uma vez que a tendência nos últimos dez anos é a construção de

⁵⁹ Fonte: Matéria do Jornal da Energia de 10/03/2011 intitulada: “Norte Energia, em parceria com o Senai, abre inscrições para capacitar trabalhadores”.

⁶⁰ Estima-se que cada hectare de floresta tropical densa desmatada corresponde à emissão de 500 tCO₂ (PNUD, 2007).

hidrelétricas a fio d'água, que ocupam áreas relativamente pequenas, se comparadas às UHEs com reservatórios. Considerando a área desmatada na Amazônia Legal somente no período de 1988 a 2010, encontra-se o valor de 385.234 km², ou seja, mais de dez vezes a área ocupada por praticamente todos os reservatórios das hidrelétricas brasileiras⁶¹. A área ocupada, por exemplo, pelo reservatório da UHE Balbina é de 2.360 km², sendo este considerado um projeto equivocado e com relação custo/benefício muito pequena, uma vez que a potência instalada é de apenas 250 MW. Considerando, tão somente, o desmatamento ocorrido na Amazônia em um ano, o de 2004, por exemplo, o valor é de 27.772 km² e equivale a mais de 10 (dez) “Balbinas” em termos de área desmatada. Desta forma, evidencia-se que os maiores causadores do desmatamento na Amazônia não são as UHEs e sim as atividades de pecuária e agricultura, com destaque para o cultivo de grãos (DINIZ *et al*, 2009). Não se pode eximir as UHEs de contribuição para o desmatamento, contudo não são a causa maior deste problema e tampouco a mais importante.

Uma pesquisa elaborada por Gagnon *et al* (2002) traz uma interessante contribuição no que se refere à área requerida pelos empreendimentos para produzir energia elétrica. A técnica utilizada foi a Análise de Ciclo de Vida (*Lyfe-Cycle-Analysis*⁶²). Os resultados demonstram que a produção de eletricidade a partir da biomassa (533 km²/TWh) é a que requer maior área por unidade de energia. As outras fontes renováveis incluídas no estudo necessitam das seguintes áreas: hidráulica com reservatório - 152 km²/TWh; eólica - 72 km²/TWh; solar fotovoltaica - 45 km²/TWh; e hidráulica a fio d'água - 1 km²/TWh. As fontes fósseis demandam menor área do que as renováveis; por exemplo: carvão - 4 km²/TWh. Das fontes apresentadas no estudo, a nuclear é aquela que requer menor área por unidade de energia elétrica produzida: 0,5 km²/TWh.

⁶¹ Fonte: INPE – Projeto PRODES.

⁶² *Lyfe-Cycle-Analysis* (LCA) é uma técnica de avaliação de cada um dos impactos causados considerando todos os estágios de um processo produtivo desde o “berço até o túmulo”. Esta técnica abrange desde a prospecção e extração até o descarte dos materiais utilizados nos equipamentos, passando pelos mesmos estágios relacionados aos insumos utilizados. Considera ainda todas as etapas envolvidas, ou seja, processamento, manufatura, distribuição, operação e manutenção, disposição final e reciclagem (TESTER, 2005).

4.4.4.2. A questão das emissões de CO₂ relacionadas com as UHEs

Em estudo realizado por Bezerra *et al* (2010) foi constatado que, se forem mantidas as projeções previstas pelo planejamento da expansão da geração, o quadro em 2020 será bastante desfavorável para o meio ambiente. A restrição a projetos de UHEs com reservatórios de acumulação irá requerer a necessidade de despacho de UTEs. Isto levará a um aumento significativo nas emissões de CO₂ que, ainda segundo o estudo, até 2020 sofrerão uma elevação de 203 % em relação a 2010. Mantidas as tendências atuais, em 2020 a capacidade de regularização terá decaído 12 %. Para cada 1 % de perda da capacidade de regularização ter-se-á 19 % de elevação nas emissões de CO₂. A Figura 4.25 mostra a evolução da emissões específicas cumulativas de CO₂ em função do consumo de energia elétrica no decorrer de um período de 40 meses, comparando as condições de regularização de 2010 e 2020.

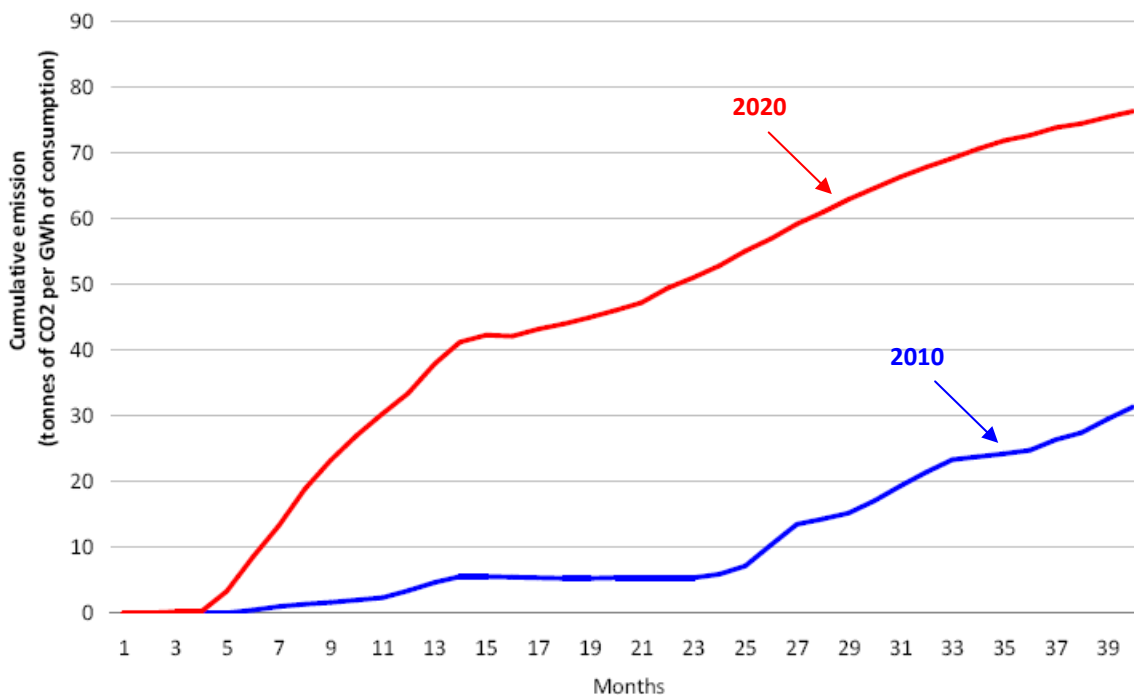


Figura 4.25 - Comparação entre as emissões específicas ao longo de 40 meses, em tCO₂/GWh, considerando as condições de regularização dos reservatórios em 2010 e em 2020

Fonte: BEZERRA *et al*, 2010

Com o objetivo de realizar uma comparação entre as emissões específicas de CO₂ das fontes de energia elétrica mais utilizadas, a Associação Brasileira de Energia Nuclear realizou um estudo (RONDINELLI e KURAMOTO, 2008) utilizando referências internacionais e contemplando as emissões de CO₂ ao longo de todo o ciclo de vida das instalações produtoras. A Figura 4.26 mostra os resultados deste trabalho, onde se pode notar que as fontes com menores potenciais de emissão são as usinas hidrelétricas e as centrais nucleares, seguidas pelos geradores eólicos. A energia solar apresenta-se em um patamar superior, sendo superada pelas fontes fósseis, cujas emissões estão na ordem de dezenas de vezes acima das três fontes com menores emissões.

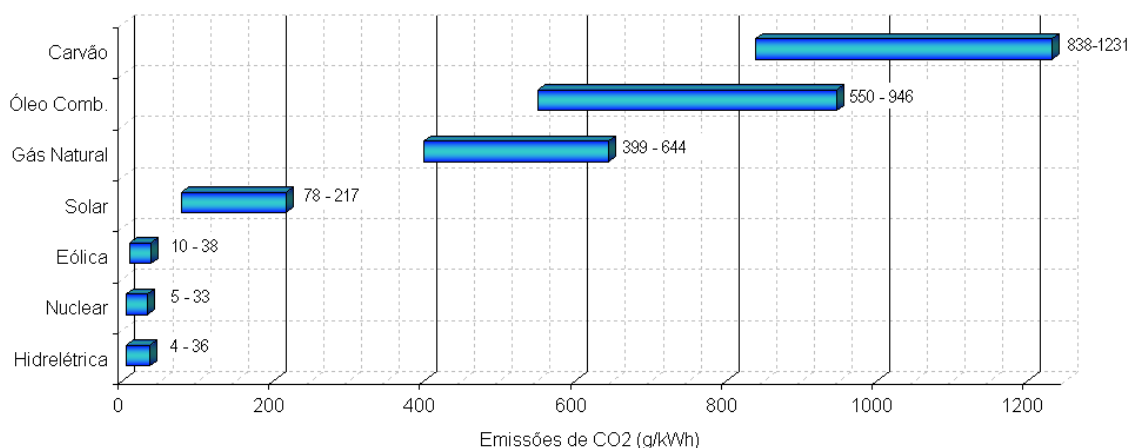


Figura 4.26 - Comparação entre as emissões específicas de CO₂, em g/kWh, considerando as fontes mais utilizadas na produção de energia elétrica

Fonte: RONDINELLI e KURAMOTO, 2008 (elaboração própria)

Um estudo elaborado por Gagnon *et al* (2002), também utilizando a análise de ciclo de vida, apresenta um panorama sobre a emissão de CO₂ a partir de diferentes opções de produção de energia elétrica. Os resultados mostram que as UHEs a fio d'água apresentam os menores montantes de emissão - 2 kt eq. CO₂/TWh, seguidas pela geração solar fotovoltaica - 13 kt eq.

CO₂/TWh, UTEs nucleares - 15 kt eq. CO₂/TWh e UHEs com reservatório de acumulação - 15 kt eq. CO₂/TWh. Dentre as fontes renováveis a biomassa é a maior emissora - 118 kt eq. CO₂/TWh. A fonte que mais emite CO₂ é o carvão mineral - 960 kt eq. CO₂/TWh, que forma, em conjunto com os outros combustíveis fósseis, o grupo das elevadas emissões (óleo diesel e óleo combustível - 778 kt eq. CO₂/TWh e gás natural - 443 kt eq. CO₂/TWh).

4.4.5. As Pequenas Centrais Hidrelétricas

De acordo com a Lei nº 9.648, de 27/05/1998, e a Resolução ANEEL nº 394, de 04/12/1998, são consideradas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) as usinas que possuam área do reservatório de até 3 km² e potência instalada acima de 1MW e, no máximo, de 30 MW.

As grandes vantagens das PCHs sobre as UHEs, sob a ótica do investidor, referem-se ao processo de licenciamento ambiental, que é mais simples e, conseqüentemente, menos oneroso, a área relativamente pequena do reservatório, o que implica em menores conflitos no uso da terra, e os incentivos tarifários e fiscais oferecidos com o objetivo de estimular o crescimento desta fonte renovável de eletricidade. Os dois principais incentivos são o desconto de, no mínimo, 50 % na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a isenção do recolhimento da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH).

A restrição legal ao tamanho da área do reservatório de uma PCH implica em menor dano ao meio ambiente e menor número de medidas mitigadoras, fato que também contribui positivamente para reduzir o custo de investimento na obra. É importante ressaltar que para uma mesma potência instalada, dependendo da situação, uma UHE pode impactar menos o meio ambiente do que o número de PCHs equivalente a mesma potência instalada.

As PCHs são usinas hidrelétricas a fio d'água, com, no máximo, regularização de vazões no horizonte intradia (FILL *et al*, 2006). Neste tipo de usina a energia cinética proveniente da água que pode ser convertida em eletricidade é função direta da vazão apresentada pelo rio onde está instalada a usina e está sujeita às restrições de vazão deste rio (CSPE, 2004). A função

primordial da barragem de uma PCH é proporcionar diferença de nível da tomada d'água para a turbina, cuja denominação técnica é “queda bruta” (COLLISCHONN e TASSI, 2008). Como as PCHs não contemplam meios para armazenar os excedentes de Energia Natural Afluyente (ENA) que ocorrem nos períodos úmidos, não é possível aproveitar estes excedentes nos períodos menos favoráveis do ponto de vista hidrológico, como ocorre com as UHE com reservatório de regularização anual. Desta forma, sua geração é variável no tempo, o que, evidentemente, repercute no fluxo de caixa do empreendimento (DESTER *et al*, 2012a; CLEMENTE, 2001).

Tome-se o exemplo das PCHs Queluz e Lavrinhas. Ambas têm potência instalada de 30 MW e garantia física de 21 MW médios, pertencem ao grupo Alupar e estão implantadas no Rio Paraíba do Sul. A primeira localiza-se no município de Queluz (SP) e a segunda no município de Lavrinhas (SP). Para avaliar a variabilidade da vazão do rio e sua influência na disponibilidade da energia primária para estas usinas, foi realizado um levantamento de dados de vazão dos anos de 2007, 2008 e 2009. Nos gráficos apresentados na Figura 4.27 pode-se notar a variabilidade das vazões médias diárias nos sítios destas PCHs, mais pronunciada nos meses contidos no período úmido, o que é de se esperar, uma vez que variações nos índices de pluviosidade, comuns na época mais chuvosa, interferem diretamente nas vazões dos rios. Para os anos de 2007 e 2008, embora não explicitados aqui, notam-se as mesmas características do ano de 2009.

Na Figura 4.28 têm-se a representação gráfica de indicadores estatísticos aplicados às vazões médias diárias do Rio Paraíba do Sul nos sítios destas PCHs para o ano de 2009. Os anos de 2007 e 2008 apresentam perfis semelhantes.

O que se pode verificar nas Figuras 4.27 e 4.28 é a grande variabilidade das vazões. A obrigatoriedade legal de se manter uma lâmina de água mínima no vertedouro submete a vazão turbinada, ou seja, aquela que efetivamente propicia a geração de energia elétrica, às variações de vazão do rio. Desta forma, a energia elétrica gerada também apresenta uma significativa variabilidade no horizonte diário (DESTER *et al*, 2012b).

Conforme indicado na Tabela 4.10, Fill *et al* (2006) observaram elevados valores de desvio padrão, em relação às médias mensais de vazões, de diversas PCHs em várias partes do território brasileiro, corroborando o que se constatou no caso das PCHs Queluz e Lavrinhas.

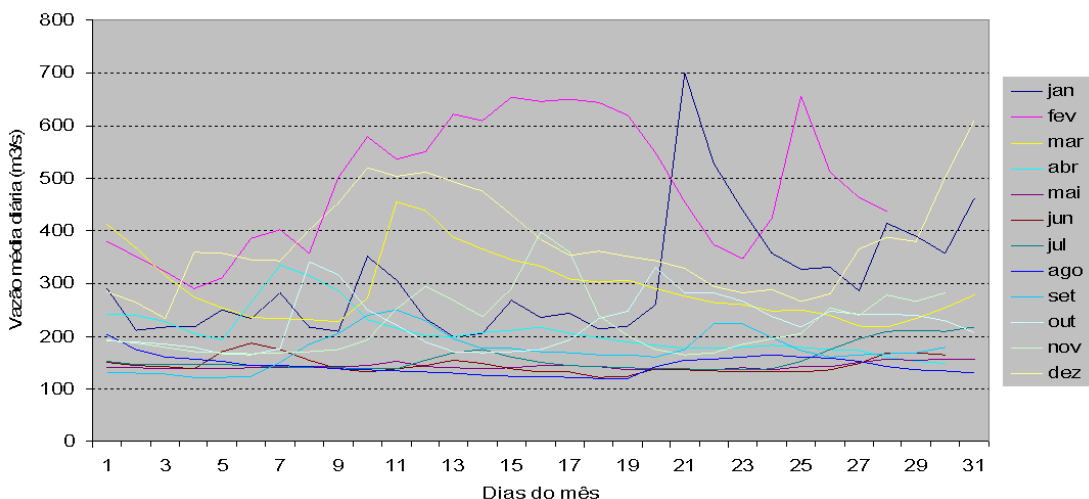


Figura 4.27 - Vazões médias diárias do Rio Paraíba do Sul nos sítios das PCHs Queluz e Lavrinhas – ano de 2009

Fonte: ANA (elaboração própria)

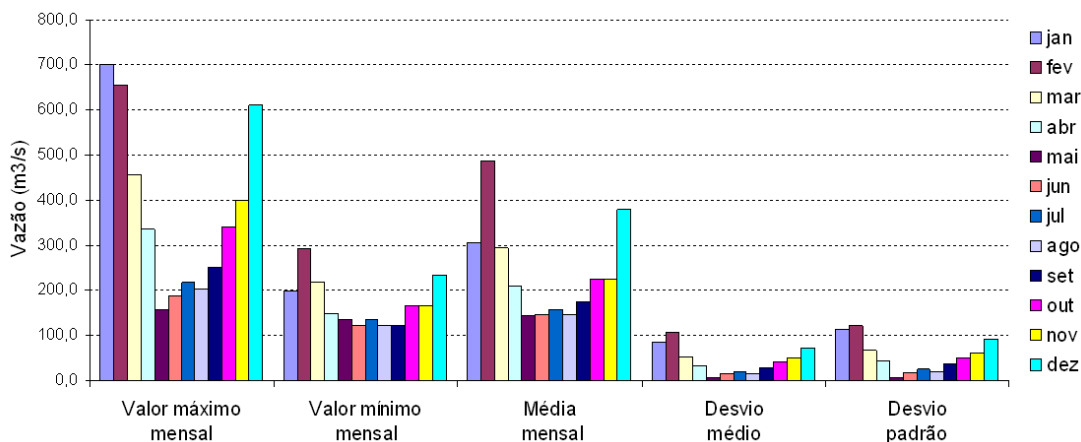


Figura 4.28 - Indicadores da variabilidade das vazões médias diárias do Rio Paraíba do Sul – ano de 2009

Fonte: ANA (elaboração própria)

Tabela 4.10 - Dados de PCHs em várias partes do Brasil, incluindo valores de vazões alfontes e respectivos desvios padrões

PCH	Rio	Estação Fluviométrica	Área de drenagem da estação (km ²)	Potência (MW)	Queda bruta (m)	Área de drenagem da usina (km ²)	Q média (m ³ /s)	Q máxima (m ³ /s)	Desvio Padrão (m ³ /s)
Cajuru	Pará	40150000	2507	7,20	20,50	2230	38,14	43,48	18,52
Santana do Jacaré	Jacaré	61202000	1547	3,50	25,00	1469	29,34	18,78	12,62
Inferno	das Mortes	61135000	5586	30,00	43,00	6100	112,69	86,77	52,50
Cachoeira da Fumaça	Ingaí	61075000	1008	3,20	14,00	1010	19,30	28,37	10,17
Salto Grande	Atibaia	62676000	1920	4,55	10,00	2062	27,28	56,47	6,51
Salto Caiacanga	Iguaçu	65035000	3662	9,5	13,7	3450	67,67	85,94	17,39
PCH 01	da Várzea	65135000	602	3,0	14,6	585	11,59	25,61	1,58
PCH 02	Marombas	71498000	3800	20,0	23,7	3800	82,32	104,55	32,57
PCH 03	Turvo	81125000	392	8,0	87,9	392	7,51	11,34	1,49
PCH 04	Itajaí do Sul	83250000	1774	10,0	29,7	1774	32,73	41,89	27,9
PCH 05	Tijucas	84071000	1042	15,0	45,1	1042	22,89	41,43	3,22

Fonte: FILL *et al*, 2006

Sob o ponto de vista econômico, dois problemas são dignos de nota, ambos relacionados à competitividade das PCHs nos últimos leilões. O primeiro está relacionado à falta de isonomia de incentivos oferecidos a algumas fontes renováveis de eletricidade, assunto abordado no Capítulo 3. O segundo é a acomodação observada por parte de fabricantes de equipamentos para PCHs, que, por conta dos incentivos existentes para esta fonte, acabaram por não investir em modernização e redução de custos.

4.5. A geração de eletricidade baseada em gás natural

4.5.1. Aspectos técnicos

Os combustíveis fósseis estão entre as primeiras fontes utilizadas para a produção de eletricidade. Considerando a produção mundial, eles ainda são a principal fonte de energia elétrica. Via de regra, possuem alto poder calorífico, são flexíveis em termos de transporte e armazenamento e o processo de combustão é bastante eficiente. Os combustíveis fósseis mais

usados na geração de energia elétrica são o carvão mineral, o gás natural, o óleo combustível e o óleo diesel.

A conversão da energia, na forma química, contida no gás natural, dá-se pela combustão externa ou interna⁶³; a energia térmica resultante é convertida em energia mecânica e esta em elétrica. A eficiência deste processo, no caso de usinas operando segundo o ciclo Brayton e em motores de combustão interna é baixa, na faixa de 30 a 40%, sendo este um fator importante na composição do custo de geração desta fonte, que é relativamente elevado. No caso da usina operar segundo um ciclo combinado, a eficiência pode atingir 60%.

Uma vantagem marcante das UTEs a gás natural (GN) é a possibilidade de implantação próxima aos grandes centros, o que minimiza impactos ambientais e custos, uma vez que, devido à proximidade, requerem sistemas de transmissão de menor extensão. Há, ainda, um impacto positivo no sistema de transmissão já existente, na medida em que há um alívio nos montantes de energia transmitida (ANEEL, 2008).

Sob o ponto de vista operacional, as UTEs a GN que utilizam ciclo simples oferecem recursos de partida e tomada de carga rápida, o que as torna interessantes para operarem como *backup*, para suprirem bruscas elevações de carga e as pontas de carga. Já as UTEs a GN que utilizam ciclo combinado são mais apropriadas para operarem na base, sofrendo pouca modulação, dada a sua característica de maior tempo de resposta e custo de O&M menor.

4.5.2. O potencial

As reservas mundiais provadas de GN atingiram, em 2008, um total de 185,02 trilhões de m³. A Figura 4.29 mostra a distribuição destas reservas pelas diversas regiões do planeta. Na coluna à direita estão, nesta ordem, a identificação da região, a reserva provada, em trilhões de

⁶³ Combustão externa: não há contato direto entre o combustível e o fluido de trabalho. O calor gerado na combustão é transferido ao fluido de trabalho, em geral água desmineralizada, que neste caso vaporiza-se e aciona uma turbina a vapor conectada a um gerador de eletricidade. Combustão interna: os gases oriundos da queima do combustível acionam diretamente uma turbina a gás conectada a um gerador de energia elétrica.

m³, e a relação reserva/produção (R/P). As reservas mundiais provadas de GN de 2008 seriam suficientes para suprir a demanda daquele ano por 60 anos.

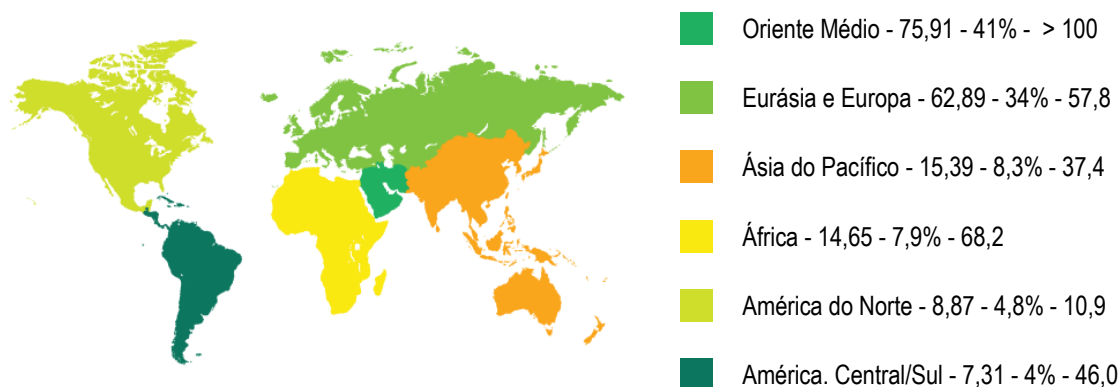


Figura 4.29 – Distribuição das reservas mundiais provadas de GN (trilhões de m³), percentual de participação e razão reserva/produção⁶⁴

Fonte: BP Statistical Review of World Energy – 2009

Note-se que mais de 40% das reservas estão concentradas no Oriente Médio e 34% na Eurásia e Europa. Portanto, aproximadamente 2/3 das reservas mundiais estão localizadas nestas regiões. Fato marcante é, ainda, a relação R/P para o Oriente Médio, que está estimada em mais de 100 anos. Aliás, note-se que, para países subdesenvolvidos ou em desenvolvimento, a relação R/P é elevada, enquanto que para países desenvolvidos a relação é baixa. A maioria dos países europeus apresenta R/P bastante baixo; por exemplo: Dinamarca – 5,5, Alemanha – 9,2, Itália – 14,2, Reino Unido – 4,9. Há que se destacar a relação R/P do Brasil: 23,6 (não estão sendo consideradas as reservas do Pré-Sal).

Os investimentos em novos campos de GN e gasodutos irão propiciar um aumento significativo tanto das reservas provadas como na disponibilidade do gás no Brasil. Um exemplo

⁶⁴ A relação reserva/produção representa o tempo decorrido (neste caso anos) para esgotamento das reservas considerando que a produção continue a mesma do ano em questão (no caso 2008). Esta relação é calculada dividindo as reservas remanescentes ao final do ano pela produção daquele mesmo ano.

importante, neste aspecto, é a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus (Petrobrás) cujo principal objetivo é abastecer as termelétricas existentes em Manaus, as quais têm utilizado óleo combustível e óleo diesel que, além de mais caros, são muito mais agressivos ao meio ambiente.

A Figura 4.30 apresenta a evolução das reservas provadas, produção e consumo de GN no Brasil desde 2001 até 2010. É importante salientar que, até o ano de 1980, a exploração do GN é classificada como “Fase Bahia”. A partir 1981 se iniciaram as descobertas na Bacia de Campos. Nesta segunda fase nota-se uma evolução firme e consistente nas reservas provadas, com o consumo acompanhando a descoberta de novas reservas.

A recente descoberta dos campos do pré-sal trará uma nova perspectiva para o GN como fonte energética, particularmente na produção de eletricidade. Estas novas reservas ainda não estão computadas nos anuários estatísticos da ANP. Espera-se um salto significativo nos valores quando estas forem reconhecidas como reservas provadas.

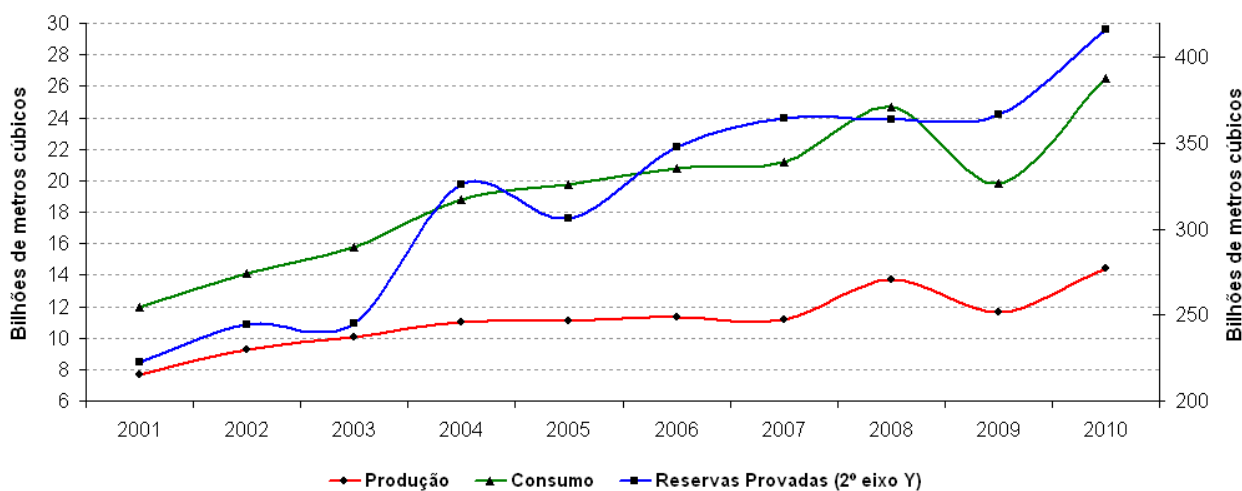


Figura 4.30 - Evolução das reservas provadas, produção e consumo de GN no Brasil de 2001 a 2010

Fonte: ANP, 2011 (elaboração própria)

4.5.3. Aspectos econômico-financeiros

A utilização deste combustível para a produção de eletricidade é vista por muitos especialistas como um uso “pouco nobre”. Isto em função de sua flexibilidade de queima, transporte e armazenamento, que possibilitam um leque amplo de utilização em outras aplicações industriais. Contudo, considerando as características singulares das UTEs baseadas neste combustível, principalmente aquelas a ciclo simples, este energético passa a ter grande importância na manutenção da segurança do suprimento à carga e sua participação nos leilões de energia nova vem crescendo significativamente. Um problema é que o Brasil ainda é dependente da importação do GN para suprir suas necessidades de consumo interno. Além disto, o preço do GN no mercado internacional tem sofrido oscilações significativas, com expressiva alta a partir de 2003, apresentando ligeira queda somente em 2008, devido a eclosão da crise mundial. Estas oscilações de preço, com tendência de alta, vem impactar negativamente nos custos de produção de eletricidade no Brasil. Ademais, traz riscos adicionais aos investidores dos empreendimentos de geração de eletricidade a GN, uma vez que, nos contratos de suprimento do GN, do tipo *take or pay*, os fornecedores buscam minimizar seus riscos. Esta questão está associada à não existência de um mercado secundário para o GN, conforme é discutido no Capítulo 3.

4.5.4. Aspectos socioambientais

O gás natural apresenta vantagens em relação às outras fontes fósseis, principalmente quanto à emissão de gases, particulados e efluentes. O menor impacto ambiental do GN, em relação aos outros combustíveis fósseis, se deve a composição química desta substância. A magnitude dos impactos depende do tipo de processo utilizado, da tecnologia empregada e das condições de relevo e meteorologia do local onde a planta está localizada. As emissões de CO₂, no uso do GN para gerar eletricidade, são entre 20% e 23% menores que as do óleo combustível e entre 40% e 50% inferiores as do carvão mineral, para esta mesma aplicação. Um aspecto negativo é a necessidade de captação de água para ser utilizada no condensador de vapor. Isto tem se apresentado como empecilho nos processos de licenciamento ambiental. Os outros gases

emitidos pelas UTEs a GN, além do CO₂, são os óxidos de nitrogênio (NO_x) e, em menor proporção, o CO e o metano.

4.6. A geração de eletricidade baseada no óleo combustível e no óleo Diesel

Em termos mundiais, assim como no Brasil, a participação dos derivados de petróleo na matriz de energia elétrica é pequena. No entanto, tem havido um crescimento expressivo recente no uso destes derivados para geração de eletricidade no Brasil. As UTEs baseadas nestes combustíveis têm sido a principal opção para suprir os sistemas isolados no País, até que as regiões atendidas desta forma sejam interligadas ao SIN. Em 2008 a produção de energia elétrica para os sistemas isolados representou 3,4% do total de eletricidade produzida no País.

4.6.1. Aspectos técnicos

O óleo combustível é composto por uma mistura de óleos residuais que são classificados, no Brasil, conforme sua viscosidade. A classificação neste caso é 1 ou 2. Há também uma classificação de acordo com o teor de enxofre, que no caso pode ser A ou B. O uso do óleo combustível destina-se, além dos sistemas isolados, em UTEs utilizadas como geração de reserva ou para suprir as pontas de carga como geração complementar. Neste aspecto, vale destacar a sua importância no aspecto segurança do suprimento.

O óleo Diesel é extraído, no processo de destilação fracionada do petróleo, entre as temperaturas de 150 e 380 °C. O seu uso para geração de eletricidade está basicamente destinado a sistemas isolados ou geração de emergência, com a utilização de grupos motor-gerador (GMG). O uso de GMGs integrados e oferecidos no padrão *turn-key* tem crescido vertiginosamente devido a algumas características importantes: fácil instalação, partida rápida, flexibilidade operacional, reduzido espaço ocupado, e possibilidade de utilização de outros tipos de combustível.

É interessante observar a existência, em algumas UTEs, de unidades geradoras denominadas “máquinas flex”. São aquelas que aceitam mais de um tipo de combustível e a mudança de um para outro combustível se dá facilmente, processo comumente chamado de “toque de botão”, sem que haja alteração na potência fornecida ou na frequência (LORA e NASCIMENTO, 2004).

A capacidade instalada dos GMGs pode variar de alguns kW até 40 MW (XAVIER, 2004 *apud* PNE-2030, 2007).

4.6.2. O potencial

Na Figura 4.31 constam dados referentes às reservas mundiais de petróleo, assim como o percentual de participação de cada região no total mundial e a relação reserva/produção (R/P), em 2008.

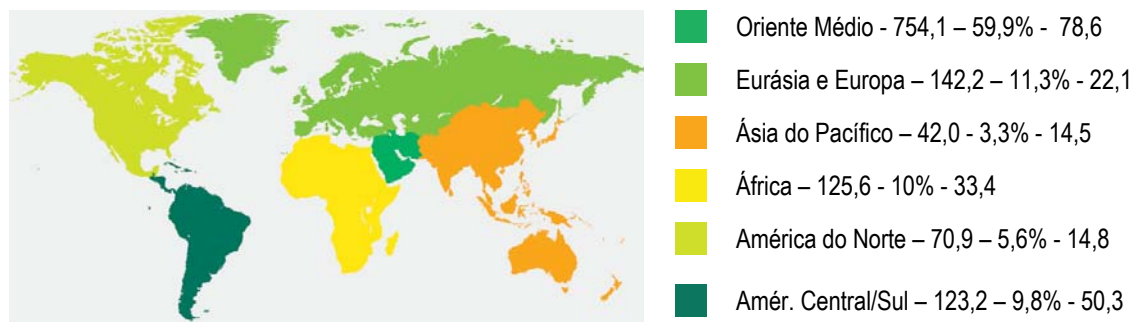


Figura 4.31 - Reservas mundiais provadas de petróleo (bilhões de barris), percentual de participação e razão reserva/produção em 2008

Fonte: BP Statistical Review of World Energy – 2009

Note-se a predominância do Oriente Médio, com praticamente 60% das reservas mundiais. Outro fato digno de nota é que, apesar da Eurásia/Europa e América Central/Sul

apresentarem percentual de participação bastante próximos, a relação R/P da segunda região é quase o dobro da primeira. O Brasil possui 1% das reservas mundiais, sendo que sua relação R/P é 18,2; não estão sendo consideradas, para o Brasil, as recentes descobertas dos campos do Pré-Sal.

A Figura 4.32 ilustra a evolução das reservas provadas, produção e consumo de petróleo no Brasil. Pode-se notar o aumento marcante da produção e das reservas provadas a partir de 2001. Observa-se a elevação mais expressiva no consumo a partir do ano de 2006.

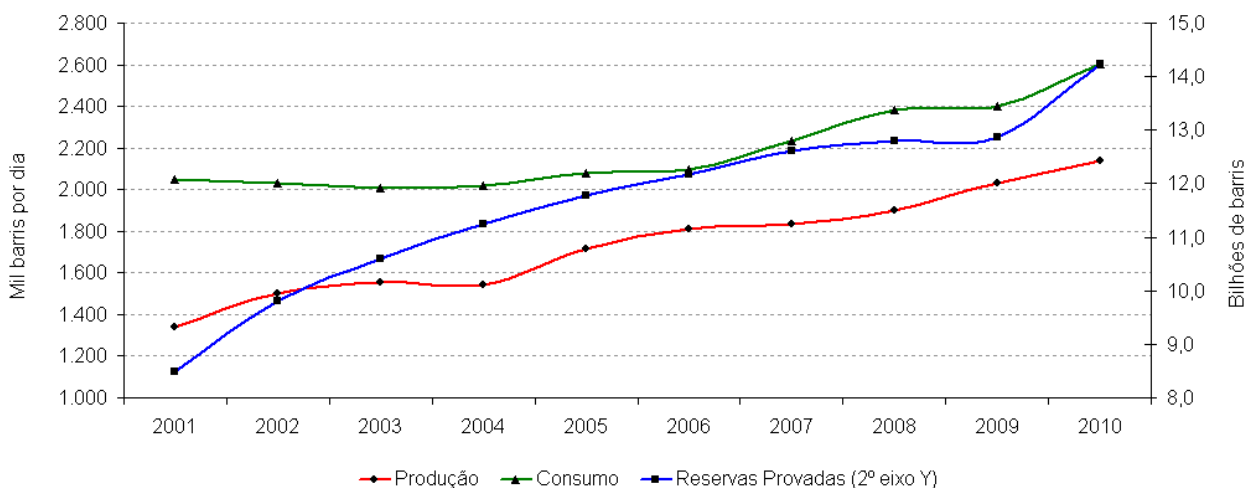


Figura 4.32 - Evolução das reservas provadas, produção e consumo de petróleo no Brasil, de 2001 a 2010

Fonte: ANP, 2011 (elaboração própria)

4.6.3. Aspectos econômico-financeiros

Todas as atividades envolvidas na cadeia produtiva do petróleo têm importância estratégica para a manutenção da ordem econômica em função da alta dependência que a sociedade moderna tem dos derivados. Por isso, a indústria do petróleo é controlada de forma direta ou indireta pelos governos em todo o mundo, seja por meio de empresas estatais

(diretamente), ou através de concessões (indiretamente). No mundo, a comercialização de petróleo é cartelizada pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que tem poder de afetar o preço deste energético, o que pode, pela sua importância, repercutir fortemente na economia mundial.

Os custos de O&M das UTEs baseadas em óleo combustível e óleo diesel são elevados em função, principalmente, do preço destes insumos. Uma vez adotada a ótica do despacho econômico, este é um dos motivos pelos quais estas UTEs são utilizadas somente após terem sido esgotados outros recursos de produção de eletricidade, ou quando se faz necessário manter o nível de segurança do SIN, como, por exemplo, para atender à CAR e aos POCPs. Estes dois critérios de segurança da operação justificam o despacho fora da “ordem de mérito”.

4.6.4. Aspectos socioambientais

A densidade do combustível está diretamente associada com o seu potencial de emissão de gases danosos ao meio ambiente. Por isso, a queima de derivados de petróleo, principalmente aqueles de alta densidade, para a produção de energia elétrica é repudiada sob o aspecto ambiental. Importantes avanços tecnológicos, entretanto, têm permitido a elevação da eficiência dos processos de combustão, assim como a redução do volume de emissões de gases poluentes (ANEEL, 2008).

No que concerne à influência socioeconômica da descoberta de petróleo em uma determinada região é bastante significativa e pode alterar de forma marcante suas características. Como exemplo, a cidade de Macaé, no litoral norte do estado do Rio Janeiro, passou por importantes mudanças após a instalação da produção de petróleo em alto mar nesta região. A economia municipal cresceu 600%, ocorreu um grande aumento da população (de 60 mil habitantes em 1980 para 170 mil habitantes em 2008 - aproximadamente 200%) e Macaé transformou-se em pólo regional. O acontecido decorreu do recebimento de *royalties* pagos pelas empresas petrolíferas e, também, em função do *boom* imobiliário e do comércio, consequência das atividades de prospecção de petróleo.

Há, entretanto, impactos negativos, tais como degradação do solo e vazamentos de óleo no mar e em terra, colocando em risco fauna e flora. Em termos gerais, ocorre também um aumento de emissões de gases, nos processos de transformação ou combustão, dos derivados do petróleo produzido. Desta forma, se por um lado o petróleo traz progresso e desenvolvimento, por outro lado, há um preço a pagar, em termos de degradação ambiental (ANEEL, 2008).

4.7. A geração de eletricidade baseada no carvão mineral

O carvão mineral, assim como o gás natural, é uma substância originada da decomposição de matéria orgânica como restos vegetais e animais depositados, no decorrer de milhões de anos, em bacias sedimentares.

Um indicador da qualidade do carvão é o seu “teor de cinzas”, que designa a quantidade percentual da parcela incombustível do carvão (cinzas). Um alto teor de cinzas identifica um carvão mais pobre (BORBA, 2001). As reservas localizadas na região Sul do Brasil possuem elevado teor de cinzas.

4.7.1. Aspectos técnicos

No mundo todo, o carvão mineral é utilizado primordialmente para a geração de energia elétrica, sendo que, em alguns países é a principal fonte. Outro uso importante é a geração de calor para aplicação em processos industriais. Da mesma forma que o gás natural, o carvão mineral também possui um importante papel na cogeração de eletricidade (ANEEL, 2008).

A caldeira utilizada para combustão de carvão mineral é especialmente projetada para queima de combustíveis sólidos.

Uma tecnologia, surgida na década de 1920, bastante disseminada nas UTEs a carvão mineral é a utilização do carvão pulverizado. Uma vantagem desta tecnologia, principalmente considerando o contexto brasileiro, é a possibilidade de queima de carvão de baixa qualidade com razoável eficiência. Em termos de eficiência, equipara-se aos processos que utilizam óleo ou GN. Esta tecnologia geralmente está associada a sistemas de controle e remoção de NO_x, SO_x e materiais particulados.

As fornalhas que utilizam a tecnologia de leito fluidizado são mais flexíveis, possibilitando o uso de tipos variados de combustíveis, como, por exemplo, com faixas diferentes do teor de carbono e cinzas (LORA e NASCIMENTO, 2004). Esta tecnologia demanda um sistema de tratamento complexo e de custo elevado das emissões causadas pela queima do carvão.

O projeto FutureGen, em andamento nos EUA, com um orçamento de US\$ 1 bilhão, objetiva, até 2017, a colocação em operação de uma UTE de 275 MW empregando gaseificação integrada com ciclo combinado (em inglês IGCC). Esta tecnologia é fruto da combinação de duas outras já consagradas: a gaseificação do carvão (para produção de *syngas*⁶⁵) e o uso da turbina a gás em ciclo combinado. Neste sistema, o carvão é gaseificado e o gás resultante (composto de CH₄, H₂, CO₂ e CO) é queimado em uma turbina a gás acoplada a um gerador de energia elétrica. Os gases produtos da combustão estão, nesta fase, à temperatura elevada e são usados para gerar vapor, este sendo utilizado para também gerar energia elétrica, por intermédio de uma turbina a vapor. Em plantas mais modernas a eficiência pode chegar a 52%, além das emissões de CO₂ ficarem 35% menores que as UTEs convencionais a carvão. Vale salientar que eficiências maiores por si só já proporcionam menores emissões de CO₂, pois, comparativamente gera-se mais energia elétrica por tonelada de CO₂ emitido (PNE-2030, 2007).

⁶⁵ Syngas é a abreviatura de “*synthesis gás*” ou gás de síntese. É o produto da gaseificação de combustíveis sólidos e constituído basicamente por metano, hidrogênio, dióxido e monóxido de carbono.

4.7.2. O potencial

O carvão é o mais abundante entre os combustíveis fósseis. As reservas mundiais alcançam 847,5 bilhões de toneladas, o que seria suficiente para suprir a demanda atual por 130 anos, se mantidas as atuais condições de consumo e produção. As reservas de carvão, no mundo, não estão concentradas em poucas regiões, como acontece com o gás natural e o petróleo. Não é o caso brasileiro, onde as maiores jazidas encontram-se no Rio Grande do Sul e Santa Catarina e são compostas, via de regra, pelos tipos linhito e sub-betuminoso. Existem outras jazidas menores no Paraná e em São Paulo. As reservas brasileiras somam 7 bilhões de toneladas e ocupam a 10ª posição mundial. Devido ao elevado teor de impurezas do carvão nacional, não se torna viável seu transporte para utilização em pontos distantes das jazidas, sendo que, o beneficiamento e uso devem ocorrer nas proximidades das minas (ANEEL, 2008).

Na Figura 4.33 estão representadas as reservas provadas de carvão mineral no mundo em 2008, assim como o percentual de participação de cada região nas reservas globais. Note-se um equilíbrio entre as regiões Eurásia-Europa, Ásia do Pacífico e América do Norte no que se refere a participação, ficando cada uma delas com aproximadamente 30% do total. A participação das reservas do Brasil nas reservas mundiais é de 0,1%.

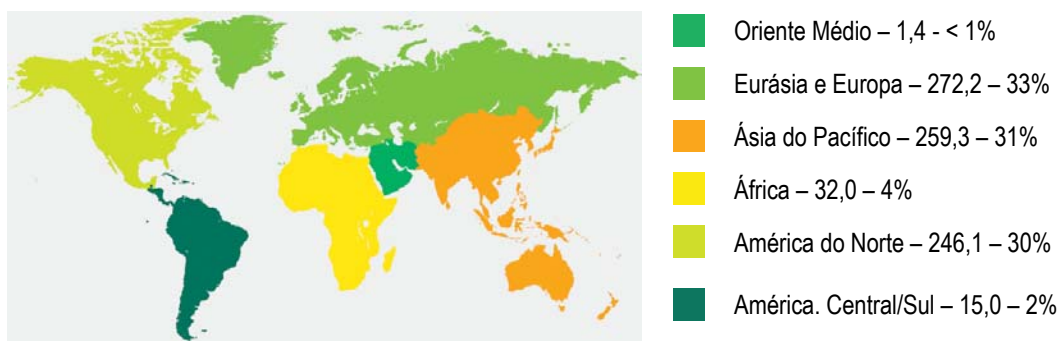


Figura 4.33 - Reservas mundiais provadas de carvão mineral, em bilhões de toneladas, em 2008 e o percentual de participação das regiões

Fonte: BP Statistical Review of World Energy – 2009

O carvão mineral está em segundo lugar como fonte de energia primária no mundo (em primeiro lugar está o petróleo). No que diz respeito ao uso para produção de energia elétrica o carvão está em primeiro lugar (40,1%), sendo que a segunda fonte mais importante (GN – 19,4%) tem participação inferior à metade da parcela ocupada pelo carvão.

A Figura 4.34 apresenta a evolução das reservas provadas, produção e consumo de carvão no Brasil de 2000 a 2010. Considerando o período analisado, o que se pode notar é uma queda acentuada na produção de 2000 a 2002, seguida de uma recuperação e oscilações entre 2005 e 2009. Perfil semelhante se nota para o consumo para especificamente para a produção de eletricidade. Contudo marcante é a queda contínua nas reservas provadas, pois praticamente não vem sendo feitos investimentos para descoberta de novas jazidas de carvão e sim consumidas as reservas existentes.

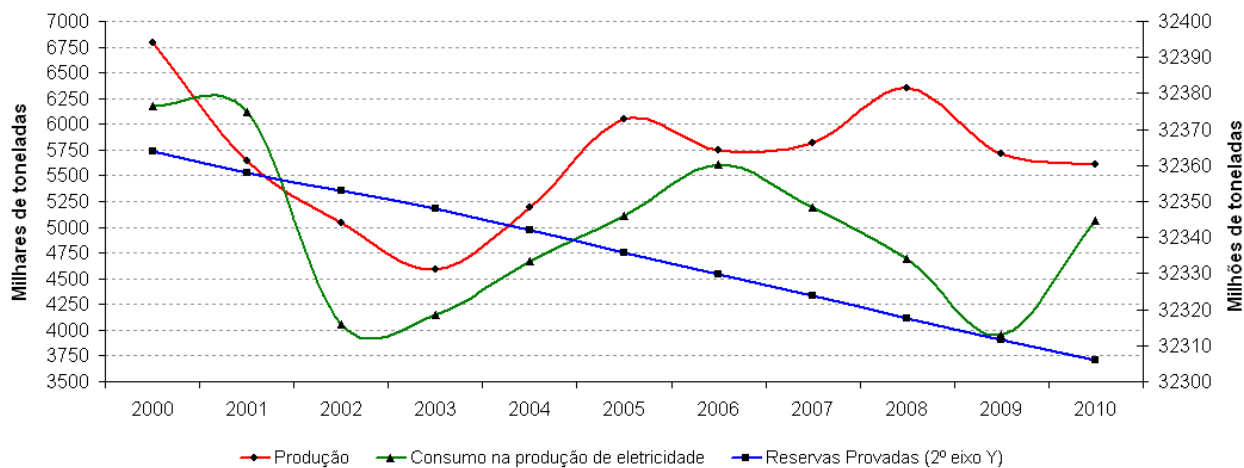


Figura 4.34 - Evolução das reservas provadas, produção e consumo de carvão mineral no Brasil, de 2000 a 2010

Fonte: BEN, 2011 (elaboração própria)

4.7.3. Aspectos econômico-financeiros

Como o carvão nacional apresenta um alto teor de cinzas, ele não é fortemente influenciado pelo mercado internacional como o carvão de qualidade superior. Este sim tem seu preço atrelado a este mercado. Desta forma se, para gerar energia elétrica, utilizar-se carvão importado, as oscilações de preço no mercado internacional repercutem no custo da energia elétrica gerada. Uma vez utilizado o carvão nacional, este problema fica mitigado.

Uma vantagem da produção de eletricidade com carvão nacional é o fato de que as UTEs podem ser construídas na região Sul do Brasil, já carente de recursos hídricos para esta finalidade. Isto propicia, além da exploração deste recurso energético, a criação de empregos para a região e a geração de receita para o estado (somente em 2009 o valor do ICMS relativo ao carvão no Rio Grande do Sul foi de R\$ 10,6 milhões)⁶⁶. Além disto, há economia no que se refere ao sistema de transmissão, uma vez que a eletricidade gerada pode atender ao mercado desta região sem a necessidade de construção de linhas extensas.

4.7.4. Aspectos socioambientais

Pesquisas recentes buscam aprimorar os processos existentes em uma UTE a carvão com o objetivo de mitigar os impactos ambientais, inclusive com o incentivo de órgãos e agências governamentais. Exemplo destas ações é o programa implantado nos EUA, denominado “Clean Coal Technology Program”, cuja meta principal é o desenvolvimento de novas tecnologias que permitam o uso do carvão mineral para fins energéticos com o máximo de eficiência e com o mínimo de impactos ambientais. Há também o projeto FutureGen, mencionado na seção 4.7.1. As áreas onde as pesquisas têm lançado seus maiores esforços são: redução das emissões dos gases, preparação do carvão, injeção do carvão na câmara de combustão, granulometria do carvão para queima otimizada, sistemas de controle e novos materiais, principalmente os utilizados na câmara de combustão.

⁶⁶ Fonte: ABCM, 2010

É inegável que a extração, beneficiamento e uso do carvão na produção de eletricidade traga ganhos econômicos, tais como geração de empregos, demanda por bens e serviços e maior arrecadação de tributos. Entretanto, em toda a cadeia do carvão há impactos negativos no meio ambiente. As jazidas ocupam áreas que afetam a vida da população local. Os recursos hídricos podem ser comprometidos, além da possibilidade de danos para a fauna e flora. Há ainda a questão do ruído, poeira e erosão do solo. A consequência mais danosa acontece durante a combustão do carvão, quando ocorre a emissão de NO_x, SO_x e CO₂. Medidas mitigadoras precisam ser aplicadas em toda cadeia produtiva.

Na ponta da mineração, as ações voltadas para a recuperação do solo e destino dos resíduos são as mais importantes e que trazem os maiores benefícios. No extremo da produção pode-se citar o desenvolvimento das chamadas tecnologias de carvão limpo (*Clean Coal Technologies* – CCTs), cujo objetivo é promover a redução nas emissões de NO_x, SO_x e CO₂. As vertentes mais importantes das CCTs estão relacionadas com o emprego da queima de carvão pulverizado, a combustão em leito fluidizado e a gaseificação integrada ao ciclo combinado (IGCC na sigla original em Inglês). A combustão em leito fluidizado possibilita reduzir a emissão de enxofre em até 90% e de nitrogênio em até 80%. Por outro lado, a tecnologia IGCC permite remover até 95% do enxofre e até 90% do nitrogênio.

Para o caso do carvão nacional, as melhores opções comerciais, no momento, são as tecnologias de combustão pulverizada e o leito fluidizado. A combustão pulverizada é utilizada nas UTEs de Jacuí e Candiota III. Na UTE Sul Catarinense se emprega a combustão em leito fluidizado.

O problema do controle das emissões de CO₂ é bem mais complexo e as tecnologias eficientes têm perspectiva de serem alcançadas somente em médio prazo, em um horizonte de 5 a 10 anos (ANEEL, 2008). O sequestro de carbono é tratado em mais detalhes na seção seguinte.

Uma constatação importante é de que as UTEs a carvão em operação na Europa e EUA são antigas e com pouca ou nenhuma tecnologia que permita um controle eficiente das emissões. Na União Europeia cerca de 50% das usinas (300 GW) tem mais de 25 anos de operação e nos EUA 80% estão acima dos 20 anos (CARVALHO, 2005). No Brasil a situação é semelhante, ou seja, a maioria das UTEs a carvão encontra-se próximo ao final da sua vida útil.

Um estudo desenvolvido por Rosa *et al* (2006), descrito em um relatório de referência, parte integrante do Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, apresenta uma relação dos fatores de emissão de carbono na produção de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis. Os resultados estão sintetizados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Fatores de emissão de carbono em função do combustível fóssil utilizado para geração de eletricidade

Combustível	Fator de emissão	Fator de conversão	Fator de emissão
	tC / TJ	MWh/TJ	tC / MWh
Carvão-vapor	25,8	0,0036	0,09288
Óleo combustível	21,1	0,0036	0,07596
Óleo diesel	20,2	0,0036	0,07272
Gás natural	15,3	0,0036	0,05508

Fonte: IPCC, 1997 apud Rosa *et al*, 2006

4.7.4.1. O Sequestro de carbono

A tecnologia de sequestro e estocagem de carbono (do original em inglês *Carbon Capture and Storage* – CCS) apresenta-se como uma promissora solução para o controle das emissões de CO₂ a partir de UTEs baseadas em combustíveis fósseis, principalmente aquelas a carvão mineral. Basicamente, o CCS consiste na captura do CO₂ emitido e armazenagem do mesmo em reservatórios naturais existentes no subsolo. A extração de petróleo, gás ou, até mesmo, carvão (em minas subterrâneas) deixa gigantescos espaços nestas jazidas, os quais podem ser

preenchidos com o CO₂ emitido pela combustão dos próprios elementos que foram extraídos. Há, ainda, a possibilidade de armazenagem em aquíferos, principalmente os salinos.

A tecnologia CCS permite vislumbrar a possibilidade de uma UTE baseada em combustíveis fósseis com emissões “zero” de CO₂. No entanto, em termos comerciais, tal possibilidade somente poderá, eventualmente, ser alcançada na década de 2020. Estima-se que os custos do sequestro e estocagem do CO₂ serão, nos primeiros anos de disponibilidade comercial da tecnologia, de US\$ 50 a US\$ 100 por tonelada. Se for considerado o horizonte de 2030, em função dos avanços tecnológicos previstos, estes custos podem cair para a faixa de US\$ 25 a US\$ 50 por tonelada. Outras iniciativas de “emissão zero” existem. Um exemplo é o projeto “Zero Emission Coal to Hydrogen Alliance” – ZECA, que está em andamento no Laboratório Nacional de Los Alamos, nos EUA. Basicamente consiste no mesmo princípio norteador da tecnologia CCS, ou seja, a geração de energia elétrica a partir dos combustíveis fósseis, principalmente o carvão, com “zero” de emissões de CO₂ (PNE 2030, 2007).

4.8. A geração de eletricidade baseada na energia nuclear

A energia nuclear tem passado por altos e baixos na agenda internacional, sendo alvo de críticas nos dias atuais devido ao acidente ocorrido recentemente em Fukushima. Contudo, trata-se de uma importante alternativa aos combustíveis fósseis na produção de eletricidade e dificilmente poderá ser descartada. Conhecida desde a década de 1940 passou a ser considerada uma fonte limpa, uma vez que sua operação acarreta a emissão de baixos volumes de CO₂. A existência de abundantes reservas de urânio no planeta pode garantir a segurança no suprimento de energia elétrica no horizonte de longo prazo. Em 2006, a energia nuclear ocupou o penúltimo lugar entre as principais fontes para produção de energia elétrica do mundo, segundo a *International Energy Agency* (IEA) superando apenas o petróleo (ANEEL, 2008).

4.8.1. Aspectos técnicos

O principal uso da energia nuclear é a geração de energia elétrica, se considerada a quantidade de combustível nuclear envolvida neste processo. É a forma mais limpa e eficiente de energia térmica que pode ser usada para produzir vapor, o qual alimenta conjuntos turbina-gerador. As usinas nucleares (UNEs) são apropriadas para geração na base, apresentando um alto fator de capacidade e segurança do ponto de vista do suprimento.

A geração de eletricidade em uma UNE é realizada utilizando a energia contida no combustível nuclear para gerar vapor a elevada pressão, que, por seu turno, é utilizado para movimentar uma turbina no eixo da qual está acoplado um gerador de energia elétrica. Desta forma, a UNE assemelha-se muito a uma UTE convencional, exceto pelo elemento gerador de vapor. Algumas vantagens evidentes da UNE, se comparada a uma UTE convencional, são: o relativamente pequeno volume de combustível utilizado (o combustível nuclear é o que possui a maior densidade energética entre as atuais fontes primárias para produção de eletricidade), a independência de fatores climáticos (diferente das UHEs, geradores eólicos, usinas solares e UTEs a biomassa) e as emissões de gases para a atmosfera. Uma desvantagem importante esta relacionada com a geração de resíduos radioativos.

As motivações para seu uso no Brasil são distintas daquelas normalmente encontradas nos países desenvolvidos. Atualmente a energia nuclear entra como fonte complementar à hidroeletricidade, para atendimento à base da curva de carga (THOMÉ *et al*, 2009).

4.8.2. O potencial

Os três países com as maiores reservas de urânio do planeta são a Austrália, o Cazaquistão e o Canadá, que juntos possuem mais de 50 % das reservas mundiais (dados de 2008). O Brasil ocupa o 7º lugar no “*ranking*”; entretanto, apenas 25 % do território nacional foi prospectado até agora, o que pode significar a possibilidade de descobertas de outras reservas. Na Tabela 4.12

constam os países com suas respectivas reservas. De acordo com critério adotado pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), as reservas são estimadas e somente computadas aquelas economicamente viáveis de serem exploradas. São consideradas, neste caso, as reservas cujo custo de extração seja menor ou igual a US\$ 130 / kg.

O Código Brasileiro de Mineração classifica as reservas minerais, incluindo as de urânio, em reservas inferidas, reservas indicadas e reservas medidas⁶⁷. Na Tabela 4.13 constam as principais jazidas brasileiras, discriminadas de acordo com esta classificação. As jazidas brasileiras, até agora prospectadas, encontram-se em sua maioria, nos estados da Bahia, Ceará, Paraná e Minas Gerais.

Tabela 4.12 - Reservas mundiais de urânio

País	t U ₃ O ₈	t U
	< US\$ 130 / kg U	< US\$ 130 / kg U
Austrália	1.462.000	1.243.000
Cazaquistão	961.000	817.000
Rússia	641.000	546.000
África do Sul	512.000	435.000
Canadá	497.000	423.000
Estados Unidos	399.000	342.000
Brasil	310.000	279.000

Fonte: INB⁶⁸

⁶⁷ Reserva inferida: estimativa feita com base no conhecimento das características geológicas do depósito mineral, havendo pouco ou nenhum trabalho de pesquisa. Reserva indicada: a tonelagem e o teor do minério são computados parcialmente de medidas e amostras específicas, ou de dados da produção, e parcialmente por extrapolação até distância razoável com base em evidências geológicas. Reserva medida: a tonelagem de minério computado pelas dimensões reveladas em afloramentos, trincheiras, galerias, trabalhos subterrâneos e [sondagens], e na qual o teor é determinado pelos resultados de amostragem pormenorizada, devendo os pontos de inspeção, amostragem e medida estar tão proximamente espaçados e o caráter geológico tão bem definido que as dimensões, a forma e o teor da substância mineral possam ser perfeitamente estabelecidos. Fonte: Regulamento do código de mineração - capítulo V.

⁶⁸ Indústrias Nucleares do Brasil, disponível em <<http://www.inb.gov.br>> Acesso em: 30/09/2009

Tabela 4.13 - Reservas brasileiras de Urânio

Ocorrência	Medidas e Indicadas			Inferidas	TOTAL
	< 40US\$/kg U	< 80US\$/kg U	Sub-Total	< 80US\$/kg U	
Caldas (MG)		500t	500t	4.000t	4.500t
Laqoa Real/Caetité (BA)	24.200t	69.800t	94.000t	6.770t	100.770t
Santa Quitéria (CE)	42.000t	41.000t	83.000t	59.500t	142.500t
Outras				61.600t	61.600t
TOTAL	66.200t	111.300t	177.500t	131.870t	309.370t

Fonte: INB⁶⁸

A principal reserva se localiza na Bahia, no município de Caetité, e seu potencial estimado é de 100 mil toneladas. Somente o urânio desta jazida poderia atender ao suprimento das usinas nucleares Angra I, Angra II e Angra III por aproximadamente 100 anos (ANEEL, 2008). O Urânio também ocorre associado a outros minerais. É o caso das reservas localizadas no Estado do Amazonas, em Pitinga. Há ainda outras áreas promissoras, como, por exemplo, a serra dos Carajás, no Estado do Pará. As reservas adicionais estimadas estão na casa das 300.000 t⁶⁹.

4.8.3. Aspectos econômico-financeiros

Os reatores nucleares apresentam custos elevados de construção e baixos custos de operação. A tarifa de equilíbrio da energia nuclear para produção de energia elétrica encontrava-se na faixa de R\$150,00 a R\$170,00/MWh em 2007 (GOMES e NASCIMENTO, 2008; CARVALHO, 2007), o que, mesmo sem correção monetária, está acima dos valores ultimamente apresentados, nos últimos leilões de energia nova, pelas UTEs a gás natural e a biomassa, a maioria das UHEs e as centrais eólicas.

O principal componente de influência na tarifa da fonte nuclear é o custo do investimento. Por exemplo, no caso de Angra III este custo, em 2006, era estimado em R\$ 7,2 bilhões, o que

⁶⁹ Fonte: INB – Disponível em <http://www.inb.com.br/inb/WebForms/Interna2.aspx?secao_id=48> Acesso em 07/09/2009.

representa R\$ 5.330 / kW instalado. Os valores anuais de seguros e manutenção também representam parcela importante no custo total. Além disto, os custos de descomissionamento de uma usina termonuclear também são significativos e devem ser considerados no processo de análise de viabilidade econômica do empreendimento (CARVALHO, 2007).

4.8.4. Aspectos socioambientais

As UNEs produzem resíduos radioativos, que devem ser adequadamente manejados. No entanto, praticamente nenhum outro poluente é produzido durante a operação. É fato que estas usinas também não contribuem para o aumento da concentração de gases de efeito estufa, pois na fase operacional é extremamente baixa a emissão destes gases.

Uma UNE é uma fonte de eletricidade que praticamente não emite CO₂. Quando substitui, por exemplo, uma UTE a carvão mineral, de 1.000 MW, cerca de 6 a 7 milhões de toneladas de CO₂ deixam de ser emitidas por ano, sem contar os outros poluentes que também não são emitidos pelas UNEs.

Embora existam opiniões de que a energia nuclear apresenta riscos, principalmente físicos, conforme relata Goldemberg (2008b), a segurança nas usinas termonucleares e em todo o ciclo do urânio é tratada com primordial importância. Um reator nuclear não pode explodir como se fosse uma bomba atômica. Entretanto, há que se deixar claro que acidentes nucleares⁷⁰ podem ocorrer em UNEs. Por esta razão, o projeto, a construção e a operação de uma UNE demanda cuidados especiais, com relação ao aspecto segurança. Os sistemas de segurança são implantados sempre de forma redundante, ou seja, caso um deles falhe haverá sempre outro sistema de “*backup*”, cuja atuação resultará nos mesmos efeitos que o sistema inicial deveria ter, se tivesse operado. Estes sistemas têm níveis de atuação que vão desde um simples alarme até a parada completa da UNE com a interrupção da reação em cadeia no reator nuclear. Ao se projetar uma UNE, são levantadas diversas situações de acidentes que poderiam ocorrer e, também, são

⁷⁰ Um acidente é considerado nuclear, quando envolve uma reação nuclear ou equipamento onde se processe uma reação nuclear.

projetados os sistemas que permitam eliminar ou mitigar ao máximo seus efeitos. As estruturas de contenção são dimensionadas para suportar quaisquer tipos de acidentes internos assim como externos, dentro de determinados níveis de severidade, tais como tempestades, terremotos, vendavais e até mesmo queda de aeronaves ou sabotagem.

São raríssimos os casos de acidentes nucleares. Nas últimas décadas ocorreram três acidentes considerados graves. No acidente de Three Miles Island, o primeiro deles, ocorreu vazamento de água e vapor (circuito primário); entretanto, os líquidos ficaram retidos nas estruturas de contenção, mais especificamente no vaso de pressão, e não houve nenhuma contaminação ambiental (CARDOSO, 2008).

O acidente de Chernobyl, causado por falha humana, afetou o meio ambiente e milhares de pessoas; a operação desta usina não seguiu os procedimentos previstos, por falta de treinamento adequado dos operadores. O reator de Chernobyl não possuía praticamente nenhum sistema de contenção e os sistemas de segurança não apresentavam os níveis de exigência atualmente existentes. O tipo de reator de Chernobyl não é utilizado no Brasil e é pouquíssimo empregado no mundo.

No caso mais recente de Fukushima, o acidente foi ocasionado por um “tsunami” de proporções desconhecidas que atingiu a costa do Japão. Em seguida ocorreu uma sequência de problemas em sistemas de *backup*, proteção e controle que culminaram no vazamento de radiação para o meio ambiente (NETTO, 2011).

No que se refere à mineração de urânio, existem mecanismos que proporcionam níveis de segurança elevados. De acordo com a WNA, muitas empresas mineradoras, principalmente na Austrália e Canadá, tem sido certificadas pela ISO 14000⁷¹, o que demonstra a viabilidade de um gerenciamento eficaz dos impactos ambientais provocadas por esta atividade.

⁷¹ ISO 14000 é um conjunto de normas desenvolvidas pela “International Organization for Standardization” estruturadas com o objetivo de promover a implantação e acompanhamento de um sistema de gestão ambiental integrado. As normas ISO possuem um alto padrão de exigências no que concerne ao gerenciamento e acompanhamento de processos, permitindo a definição de controles rígidos de indicadores, no caso do conjunto ISO 14000, ligados aos impactos ambientais.

É digno de nota o caso da pesquisa encomendada pelo IBAMA e desenvolvida pela Fundação para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Saúde na região de Caetité-BA. O nome da pesquisa é “Estudo Epidemiológico de Morbi-mortalidade Relativo à Eventual Ocorrência de Patologias Relacionadas a Danos Genéticos e Neoplasias Malignas na Área de Influência da Unidade de Concentrado de Urânio (URA) das Indústrias Nucleares do Brasil (INB) – Caetité no Estado da Bahia”. Um dos objetivos desta pesquisa foi comparar a causa de mortes por câncer na região de Caetité e na Bahia entre os anos de 1995 e 2005. Em 1995 as atividades de mineração de urânio ainda não existiam na região. O resultado ao que chegou a pesquisa foi a não existência de praticamente nenhuma diferença percentual entre o número de casos desde 1995 até 2005. Além disto, o percentual de casos da região de Caetité apresenta pouca diferença em comparação aos percentuais do estado da Bahia, sendo inclusive inferior. A Tabela 4.14 apresenta os resultados da pesquisa para os anos de 1995, 2000 e 2005 (INB, 2009).

A ONG Greenpeace emitiu um relatório denominado “Ciclo do perigo”, no qual aponta problemas relacionados à contaminação ambiental e humana nas cercanias da mina de Caetité. Há citações de contaminação da água utilizada pela população e do solo acima dos recomendados pela OMS. Entretanto, não há comparações com outras regiões localizadas onde existam reservas naturais de urânio ainda inexploradas. Estas outras regiões também podem apresentar níveis mais elevados de radiação na água e no solo pelo motivo de estarem nas proximidades das reservas e não pela exploração propriamente dita. Este ponto não é debatido no relatório.

Tabela 4.14 - Percentual de mortes por câncer em Caetité e no Estado da Bahia em 1995, 2000 e 2005

Local /Ano	1995	2000	2005
Caetité	6,50 %	6,88 %	6,60 %
Bahia	7,40 %	7,95 %	9,45 %

Fonte: INB (elaboração própria)

4.9. Síntese do capítulo

Neste capítulo foi realizada uma análise das opções de produção de energia elétrica de que o Brasil dispõe, a saber: eólica, biomassa, solar, hidráulica, gás natural, óleo combustível e Diesel, carvão mineral e nuclear. A análise foi realizada à luz das perspectivas técnica, econômica, socioambiental e do potencial apresentando e discutindo pontos relevantes que possam impactar no planejamento da expansão da oferta e na construção da matriz de energia elétrica considerando a visão de sustentabilidade neste trabalho contemplada. Esta análise contribui, fixando bases e fundamentação, para a etapa de proposição de diretrizes, políticas e composição da matriz, assim como com a avaliação das opções tecnológicas para a geração de eletricidade, a qual é realizada no próximo capítulo.

Capítulo 5

Estudo das opções para a produção de energia elétrica no Brasil utilizando a análise multicritério

Projetos de longo prazo, como caracteristicamente são aqueles ligados ao setor elétrico, requerem ações de ordem estratégica e tática⁷². Logo, a construção da matriz de energia elétrica deve ser direcionada por estratégias de longo prazo e ancorada na sustentabilidade. Além disto, deve ser pautada pela otimização no uso dos recursos, pela busca de equilíbrio entre as perspectivas técnica, econômica e socioambiental e pelo foco na segurança e confiabilidade no suprimento da carga. Assim, não se deve descartar, *a priori*, nenhuma fonte de energia elétrica (FEE), principalmente aquelas disponíveis em território nacional e com possibilidade de produção de eletricidade em larga escala assim como também deve-se considerar todas as tecnologias disponíveis para a utilização destas fontes.

Neste sentido, a avaliação comparativa destas tecnologias, sob as três perspectivas mencionadas, buscando maximizar a eficiência e eficácia da exploração das fontes, permite fundamentar a proposição de diretrizes que possam servir de arcabouço para a definição de políticas energéticas e ações de planejamento que culminem na constituição da matriz com as características almejadas neste trabalho. Estimular a predominância de fontes renováveis de energia (FRE) é desejável, para o caso brasileiro, em especial as FEBS. Contudo, é preciso não perder de vista que existem outras FEEs que devem legitimamente ser aproveitadas no sentido de

⁷² Segundo Henry Mintzberg, estratégia é forma de pensar no futuro, integrada no processo decisório, com base em um procedimento formalizado e articulador de resultados. A tática, por sua vez, define de forma mais detalhada como atingir esses objetivos. A estratégia tem caráter de longo prazo, é “o que fazer”, a tática agrega a visão de mais curto prazo, é o “como fazer”.

prover a sociedade brasileira, de forma segura e confiável, com este elemento de infraestrutura indispensável para o pleno desenvolvimento socioeconômico.

O problema decisório, neste caso, reveste-se de grande complexidade. Os critérios adotados, em geral, são em grande número, sendo que, tanto estes, como as alternativas de tecnologias podem estar interligados. A eficácia da escolha de uma alternativa pode depender de outra também ter sido escolhida. Alguns critérios são quantificáveis enquanto outros somente podem ser qualificados por meio de níveis de avaliação. O uso de uma ferramenta de apoio pode agregar valor ao processo e permitir uma decisão bem sedimentada. É um problema onde a decisão multicritério bem se aplica. É importante ressaltar que os métodos de análise multicritério não se propõe a apresentar uma solução ideal e sim a solução mais satisfatória possível dentro do universo das alternativas adotadas e dos critérios utilizados (GOMES, 2002).

O objetivo para o estudo, neste capítulo realizado, e considerando o a composição da matriz de energia elétrica, é obter um ordenamento das opções tecnológicas para produção de energia elétrica baseando-se nas fontes que o Brasil dispõe, ou pode dispor, de forma a subsidiar e orientar a elaboração de propostas de diretrizes e políticas públicas objetivando a construção desta matriz, de maneira a se lograr êxito na sustentabilidade do processo de expansão da geração.

5.1. Visão geral do método de análise multicritério utilizado

Para problemas decisórios desta classe, ou seja, onde se busca um ranqueamento das alternativas, denominados problemas do tipo γ , podem ser utilizados, como ferramenta de apoio, alguns métodos de análise multicritério existentes, tais como: ELECTRE II, ELECTRE III, ELECTRE IV, PROMETHEE I, PROMETHEE II (ROY, 1985). O método PROMETHEE II foi adotado por permitir, o que se denomina, um ordenamento total das alternativas, pela facilidade de seu uso e, principalmente, por se tratar de um método já consagrado na aplicação em pesquisa científica, o que traz segurança no que diz respeito à sua robustez e confiabilidade.

Com o objetivo de oferecer uma visão geral do método, foi tomado, como referência, o capítulo do livro de Brans e Mareschal (2005) que trata do método PROMETHEE.

O método PROMETHEE (*Preference Ranking Organisation METHod for Enrichment Evaluations*) baseia-se na comparação aos pares das alternativas existentes, considerando todos os k critérios e os pesos w_j associados a cada um dos critérios.

Assim, supõe-se $a, b \in A$, tal que:

$$\left\{ \begin{array}{l} \pi(a,b) = \frac{1}{W} \sum_{j=1}^k F_j(a,b)w_j \\ \pi(b,a) = \frac{1}{W} \sum_{j=1}^k F_j(b,a)w_j \end{array} \right. \quad \text{onde} \quad W = \sum_{j=1}^k w_j$$

São computados os graus de sobreclassificação $\pi(a,b)$ e $\pi(b,a)$ para cada par do conjunto de alternativas A , de forma a obter a valoração de prioridades entre estes pares. A Figura 5.1 ilustra como este processo é realizado. A função de preferência F pode também ser definida dentro de um rol de possibilidades de maneira a ajustar a relação. Para a análise realizada neste trabalho foi adotada a função de preferência estrita (conhecida em Inglês como *usual function*).

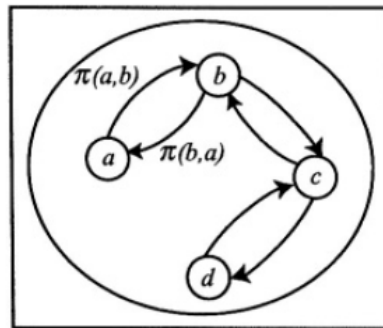


Figura 5.1 – Ilustração da valoração de prioridades em A

Fonte: Brans e Mareschal (2005)

A seguir são calculados o índice de preferência positivo (ϕ^+) e o índice de preferência negativo (ϕ^-), resultando no índice de preferência geral ($\phi = \phi^+ - \phi^-$). Onde:

$$\begin{cases} \phi^+ = \frac{1}{(n-1)} \sum_{x \in A} \pi(a, x) \\ \phi^- = \frac{1}{(n-1)} \sum_{x \in A} \pi(x, a) \end{cases}$$

O número de alternativas é representado por n . O índice de preferência positivo (IPP) está relacionado à força de uma alternativa e quanto maior o seu valor, melhor é a alternativa. Por outro lado, o índice de preferência negativo (IPN) representa a fraqueza da alternativa e quanto menor o seu valor, em módulo, melhor é a alternativa. O índice de preferência geral (IPG) permite ordenar as alternativas, a partir daquela que obteve a melhor performance, estabelecendo-se, assim, um “ranking”. Um exemplo numérico detalhado pode ser encontrado em Almeida e Costa (2002).

5.2. A análise das alternativas utilizando o método multicritério PROMETHEE

O conjunto de alternativas tecnológicas utilizadas está listado na Tabela 5.1, onde consta sua abreviatura e a descrição de cada uma delas. Estas alternativas foram selecionadas considerando sua aplicação às principais opções que o Brasil dispõe para produção de energia elétrica.

Tabela 5.1 – Abreviaturas utilizadas para as tecnologias analisadas e as respectivas descrições

Abreviatura	Descrição da tecnologia	Abreviatura	Descrição da tecnologia
UHE-cr	Hidroelétrica com reservatório	EOL-on	Eólica <i>onshore</i>
UHE-fd	Hidroelétrica a fio d'água	EOL-of	Eólica <i>offshore</i>
UTE-gs	Termoelétrica a gás natural – ciclo simples	BIO	Termoelétrica a biomassa
UTE-gc	Termoelétrica a gás natural – ciclo combinado	SOL-fo	Solar fotovoltaica
UTE-ca	Termoelétrica a carvão mineral	SOL-te	Termosolar
UTE-ol	Termoelétrica a óleo combustível	PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UTE-nu	Termoelétrica nuclear		

5.2.1. A determinação dos critérios

Os critérios utilizados, dentro de cada uma das dimensões Técnica, Econômica e Socioambiental, foram selecionados considerando cinco premissas: i) a representatividade do critério em relação à dimensão a qual está relacionado; ii) a valoração do critério em referências que consideram a realidade brasileira; iii) a disponibilidade na literatura científica; iv) a origem dos dados; e v) um equilíbrio entre o número de critérios dentro de cada uma das dimensões consideradas. No que se refere à disponibilidade, um fator de importância capital considerado é que, em uma mesma referência, exista valoração para todas as tecnologias adotadas como alternativas, ou pelo menos a maioria delas. Desta forma elimina-se o problema da variabilidade de metodologia utilizada na valoração de um determinado critério. No que concerne à origem, buscou-se publicações em periódicos de prestígio internacional e bem avaliados no meio científico, tomando como base neste caso a sua classificação na lista Qualis da Capes ou dados oriundos de órgãos oficiais de governo ou institutos de pesquisa. É importante ressaltar que nenhuma seleção prévia de critérios foi realizada e tão somente as quatro premissas acima descritas foram consideradas na obtenção destes, buscando-se o atendimento à todas, com exceção da segunda premissa que não pode ser atendida para todos os critérios.

Outra observação relevante é que apesar de alguns critérios poderem, *a priori*, parecerem privilegiar determinada alternativa, como por exemplo, os critérios de emissões de GEE em relação às FREs, a não consideração do gás CH₄ e o fato de adotar-se o mesmo valor de critério para duas tecnologias semelhantes pela ausência de referências a respeito, foi realizada uma análise de sensibilidade variando o peso destes critérios e verificando o comportamento do *ranking* em comparação à condição de equilíbrio de peso atribuído. Em alguns casos o peso de cada dimensão foi reduzido a 10% de seu valor original, de forma a minimizar o seu impacto no ordenamento das alternativas e avaliar quanto sensível era a ordenação em relação a esta variação. Buscou-se, assim, verificar a robustez de cada uma das alternativas perante a variação no peso de cada uma das perspectivas consideradas e mitigar o efeito de majorações ou minorações, devido à metodologia utilizada na sua valoração.

Na Tabela 5.2 consta a valoração dos critérios utilizados em cada uma das perspectivas consideradas, para todas as opções (alternativas) de produção de eletricidade. Na Tabela 5.3 estão detalhadas as descrições de cada um dos critérios, assim como as fontes de onde se originou a valoração obtida e também unidades de medida utilizadas.

Tabela 5.2 – Valoração dos critérios referentes às tecnologias analisadas

	Critério / Opção	UHE-cr	UHE-fd	UTE-gs	UTE-gc	UTE-ca ¹	UTE-ol	UTE-nu
Dimensão Técnica	TEIF	2,0 ⁽⁶⁾	2,0 ⁽⁶⁾	4,0 ⁽⁷⁾	4,0 ⁽⁷⁾	4,5	3,0	3,0
	Fator de disponibilidade	0,91	0,8	0,85	0,85	0,85	0,85	0,9
	Fator de flexibilidade	5	5	5	5	3	5 ⁽⁵⁾	2
	Resposta aos picos de carga	1,5	1,5	5	5	1	5	0,5
	Fator de segurança de suprim.	5	5	0	0	3	1	4
	Fator de capacidade máximo	55,0 ⁽⁶⁾	55,0 ⁽⁶⁾	94,0 ⁽⁷⁾	94,0 ⁽⁷⁾	92,0	97,0	90,0
Dimensão Econômica	Custo de investimento	1.250 ⁽⁶⁾	1.250 ⁽⁶⁾	806 ⁽¹⁰⁾	900 ⁽¹⁰⁾	1.500	800	2.000
	Custo de O & M	11,3 ⁽⁶⁾	11,3 ⁽⁶⁾	57,5 ⁽⁷⁾	57,5 ⁽⁷⁾	57,8	28,0	138,0
	Custo Variável Unitário	1,5 ⁽⁶⁾	1,5 ⁽⁶⁾	108,6 ⁽⁷⁾	108,6 ⁽⁷⁾	37,5	300,0	25,2
	Sensibil. preço combustível ⁽⁴⁾	1	1	5	5	3	5	1
	Razão <i>payback</i> (média)	154	148,5	14	14 ⁽¹⁵⁾	13,5	21	56
	Custo de conexão	3	3	3	3	3	3	3
Dimensão Socioamb.	Emissão de CO2 (diretas) ⁽²⁾	0	0	530	350	725	505	0
	Emissão de CO2 (indiretas) ⁽²⁾	6	6	110	70	95	80	15
	Emissão de SO2	7	1	314 ⁽¹⁵⁾	314	5274	8013	3
	Emissão de NOx	23 ⁽⁶⁾	23 ⁽⁶⁾	1477	756	2986	5253	51
	Riscos a saúde	0,245	0,127	0,864	0,563	1,548	2,39	0,19
	Empregos diretos gerados	1,2	1,2	0,65	0,65	0,86	0,47	0,16

	Critério / Opção	EOL-on	EOL-of	BIO	SOL-fo	SOL-te	PCH
Dimensão Técnica	TEIF	2,5 ⁽⁸⁾	2,5 ⁽⁸⁾	12,0	1,0 ⁽⁹⁾	1,0 ⁽⁹⁾	2,0 ⁽⁶⁾
	Fator de disponibilidade	0,29	0,5	0,95	0,15	0,15	0,8
	Fator de flexibilidade	0	0	3	0	0	5
	Resposta aos picos de carga	0	0	0,5	0	0	1,5
	Fator de segurança de suprim.	5	5	5	5	5	5
	Fator de capacidade máximo	30,0 ⁽⁸⁾	30,0 ⁽⁸⁾	58,0	15,0 ⁽¹⁰⁾	20,0 ⁽¹⁰⁾	55,0 ⁽⁶⁾
Dimensão Econômica	Custo de investimento	1.740	3.625 ⁽¹¹⁾	1.100	10000 ⁽¹⁰⁾	4.909 ⁽¹⁰⁾	2.000
	Custo de O & M	46,0 ⁽⁸⁾	46,0 ⁽⁸⁾	46,0	1.000 ⁽⁹⁾	1.000 ⁽⁹⁾	11,3 ⁽⁶⁾
	Custo Variável Unitário	4,5 ⁽⁸⁾	4,5 ⁽⁸⁾	14,7	0,1 ⁽⁹⁾	0,1 ⁽⁹⁾	1,5 ⁽⁶⁾
	Sensibil. preço combustível ⁽⁴⁾	1	1	3	1	2	1
	Razão <i>payback</i> (média)	22	22 ⁽¹⁴⁾	4	7,5	7,5 ⁽¹³⁾	148,5 ⁽¹²⁾
	Custo de conexão	4	5	4	3	3	3 ⁽⁶⁾
Dimensão Socioamb.	Emissão de CO2 (diretas) ⁽²⁾	0	0	6	0	120	0
	Emissão de CO2 (indiretas) ⁽²⁾	11	14	25,5 ⁽³⁾	45	15	6
	Emissão de SO2	69	69 ⁽¹⁶⁾	26	24	24 ⁽¹⁷⁾	1 ⁽¹⁸⁾
	Emissão de NOx	32 ⁽⁶⁾	32 ⁽⁶⁾	1325	178 ⁽⁶⁾	178 ⁽⁶⁾	23
	Riscos a saúde	0,142	0,173	1,691	1,082	0,105	0,198
	Empregos diretos gerados	0,36	0,36	4,4	6,6	6,6	1,2

(1) Combustão com carvão pulverizado; (2) As emissões diretas somadas às indiretas resultam nas emissões do ciclo de vida; (3) Média; (4) 1 - Muito baixo / 2 - Baixo / 3 - Médio / 4 - Alto / 5 - Muito alto; (5) Adotado o mesmo valor do GN devido características semelhantes neste quesito; (6) Adotado o mesmo valor para ambas tecnologias baseadas na mesma fonte primária (7) Adotada a o mesmo valor para GN-CS e GN-CC; (8) Adotada o mesmo valor para EOL-on e EOL-of; (9) Adotada o mesmo valor para SOL-fo e SOL-te; (10) Adotada a relação entre as tecnologias utilizada por Graham e Williams (2003) cuja fonte primária seja a mesma; (11) Adotada a mesma relação entre EOL-on e EOL-of para o caso dos EUA constantes na referência IEA (2010); (12) Adotado o mesmo valor que a UHE-fd; (13) Adotado o mesmo valor que a SOL-fo; (14) Adotado o mesmo valor que a EOL-on; (15) Adotado o mesmo valor que a UTE-gs; (16) Adotado o mesmo valor da UTE-cc; (17) Adotado o mesmo valor da EOL-on; (18) Adotado o mesmo valor da UHE-fd.

Tabela 5.3 – Descrição dos critérios e citação da respectiva fonte e unidade

	Critério	Descrição	Fonte	Unidade
Dimensão Técnica	Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF)	Percentual de um período de tempo esperado em que não haverá produção de energia elétrica de forma não programada.	Hollauer, 2007	Percentual (0 a 100)
	Fator de disponibilidade	Indicador composto por um conjunto de outros indicadores baseados em fatores de carga típicos da tecnologia.	Streimikienea <i>et al</i> , 2012	Percentual (0 a 1)
	Fator de flexibilidade	Capacidade, apresentada pela tecnologia, e responder a variações de demanda.	EPRI, 2011	Qualitativo (1 a 5)
	Resposta aos picos de carga	Reflete a capacidade da tecnologia em responder rapidamente a grandes variações de carga, tradicionalmente denominadas “pontas de carga”.	Streimikienea <i>et al</i> , 2012	Qualitativo (1 a 5)
	Fator de segurança de suprimento	Expressa, em uma visão de longo prazo, a independência de fontes externas de energia elétrica, ou seja, avalia a autonomia em relação a ela.	Streimikienea <i>et al</i> , 2012	Qualitativo (1 a 5)
	Fator de capacidade máximo	Razão entre a produção efetiva e a capacidade total máxima de produção em um determinado período de tempo.	Hollauer, 2007	Percentual (0 a 100)
Dimensão Econômica	Custo de investimento	Custo de investimento por unidade de potência instalada.	Hollauer, 2007 / Sales, 2007 (EOL e PCH)	US\$ 2007 /kW
	Custo de O&M fixo	Custo fixo por unidade produzida.	Hollauer, 2007	R\$ 2007 /kW.ano
	Custo Variável Unitário	Custo variável por unidade produzida (inclui combustível).	Hollauer, 2007	R\$ 2007 /MWh
	Sensibil. preço combustível	Sensibilidade do custo médio à variação do preço do combustível.	UNEP, 2011	Qualitativo (1 a 5)
	Razão de <i>payback</i>	Corresponde à razão entre a energia total produzida durante a vida útil da tecnologia de uma usina e a energia necessária para construí-la, operá-la e descomissioná-la.	IEA, 2000	Adimensional
	Custo de conexão	Expressa o custo de conexão de uma usina à rede.	Streimikienea <i>et al</i> , 2012	Qualitativo (1 a 5)
Dimensão Socioambiental	Emissão de CO2 (direta)	Emissões relacionadas diretamente com a produção de energia elétrica.	UNEP, 2011	Kg CO2/MWh
	Emissão de CO2 (indireta)	Emissões relacionadas com as outras atividades econômicas relacionadas a tecnologia.	UNEP, 2011	Kg CO2eq/MWh
	Emissão de SO2	Total das emissões de SO2 da tecnologia.	Gagnon <i>et al</i> , 2002	tCO2/TWh
	Emissão de NOx	Total das emissões de NOx da tecnologia.	Chatzimouratidis e Pilavachi, 2008	mg/kWh
	Riscos a saúde	Valoração dos impactos na saúde humana.	Streimikienea <i>et al</i> , 2012	€cent/kWh
	Empregos diretos gerados	Expressa a ordem de magnitude dos empregos gerados em cada tecnologia.	Streimikienea <i>et al</i> , 2012	Pessoas-ano/kWh

5.2.2. Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade por intermédio de um conjunto de sete simulações⁷³ alterando-se o peso dos critérios em cada uma delas. Na Tabela 5.4 constam os pesos utilizados em cada caso simulado. Na última linha da tabela foram atribuídas sequências mnemônicas de modo a facilitar a identificação dos casos. Partiu-se de um caso de referência onde os pesos foram igualmente distribuídos pelos critérios. Para os outros seis casos, os pesos foram alterados de forma a identificar a influência dos critérios, no âmbito da dimensão a que pertencem, e verificar o impacto destas alterações no ordenamento das alternativas.

Tabela 5.4 – Casos simulados e os respectivos pesos utilizados para cada perspectiva

Perspectivas	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Técnica	0,33	0,60	0,20	0,20	0,10	0,45	0,45
Econômica	0,33	0,20	0,60	0,20	0,45	0,10	0,45
Socioambiental	0,34	0,20	0,20	0,60	0,45	0,45	0,10
Mnemônicos =>	<i>equ</i>	<i>tec⁺</i>	<i>eco⁺</i>	<i>amb⁺</i>	<i>tec⁻</i>	<i>eco⁻</i>	<i>amb⁻</i>

A idéia foi dar maior ênfase para o aspecto técnico, econômico e socioambiental nos casos *tec⁺*, *eco⁺* e *amb⁺*, respectivamente. Para os casos *tec⁻*, *eco⁻* e *amb⁻* foi realizado o oposto, ou seja, foi diminuído o peso das perspectivas técnica, econômica e socioambiental.

Os resultados das simulações, no que concerne aos valores de IPP (ϕ^+) e IPN (ϕ^-), estão ilustrados na Figura 5.1. Vale ressaltar que o IPP está associado ao que se pode chamar de “força” da alternativa, enquanto que o IPN à “fraqueza”.

Enquanto para algumas opções nota-se um balanço entre os valores de IPP e IPN, outras apresentam tendência a um ligeiro desequilíbrio para os valores de IPN e outras com sensível convergência para valores de IPP.

⁷³Para realizar as simulações foi utilizado o software Visual PROMETHEE. Disponível em: <<http://www.prometheegaia.net>> Acesso em: 20/06/2012.

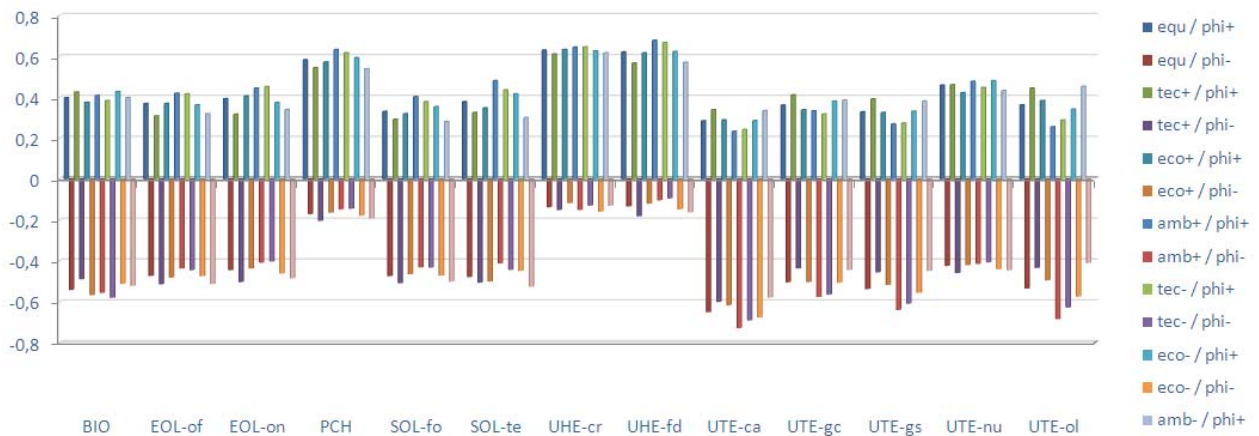


Figura 5.1 – Valores de IPP (phi+) e IPN (phi-) resultantes da simulação dos seis casos

Os resultados, no que se refere aos valores de IPG (ϕ), são apresentados na Figura 5.2. As alternativas já se encontram ordenadas, da esquerda para a direita, considerando a performance geral, ou seja levando em consideração todos os casos estudados.

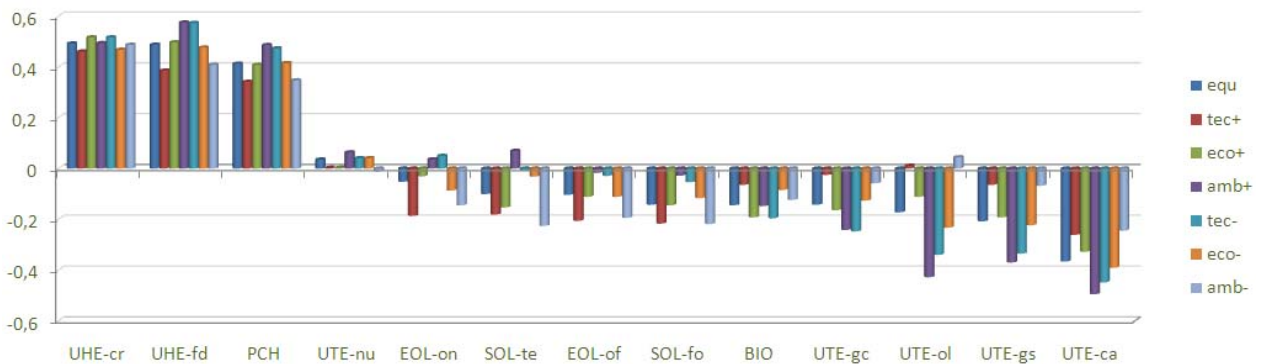


Figura 5.2 – Valores de ϕ resultantes da simulação dos seis casos

Na Tabela 5.5 constam os resultados do ranqueamento, baseado no IPG, para cada caso simulado e para cada uma das alternativas de produção de energia elétrica estudada.

Tabela 5.5 – Ranqueamento das alternativas em cada caso avaliado

Opção		equ	Opção		tec+	Opção		eco+	Opção		amb+
1	UHE-cr	0,4927	1	UHE-cr	0,4611	1	UHE-cr	0,5167	1	UHE-fd	0,5751
2	UHE-fd	0,4880	2	UHE-fd	0,3860	2	UHE-fd	0,4972	2	UHE-cr	0,4944
3	PCH	0,4130	3	PCH	0,3416	3	PCH	0,4083	3	PCH	0,4862
4	UTE-nu	0,0357	4	UTE-ol	0,0113	4	UTE-nu	0,0028	4	SOL-te	0,0696
5	EOL-on	-0,0517	5	UTE-nu	0,0028	5	EOL-on	-0,0305	5	UTE-nu	0,0639
6	SOL-te	-0,1003	6	UTE-gc	-0,0249	6	EOL-of	-0,1111	6	EOL-on	0,0362
7	EOL-of	-0,1033	7	BIO	-0,0638	7	UTE-ol	-0,1111	7	EOL-of	-0,0166
8	UTE-gc	-0,1422	8	UTE-gs	-0,0638	8	SOL-fo	-0,1445	8	SOL-fo	-0,0277
9	SOL-fo	-0,1424	9	SOL-te	-0,1806	9	SOL-te	-0,1528	9	BIO	-0,1472
10	BIO	-0,1441	10	EOL-on	-0,1862	10	UTE-gc	-0,1639	10	UTE-gc	-0,2418
11	UTE-ol	-0,1720	11	EOL-of	-0,2056	11	BIO	-0,1917	11	UTE-gs	-0,3696
12	UTE-gs	-0,2078	12	SOL-fo	-0,2167	12	UTE-gs	-0,1917	12	UTE-ol	-0,4280
13	UTE-ca	-0,3655	13	UTE-ca	-0,2610	13	UTE-ca	-0,3277	13	UTE-ca	-0,4946

Opção		tec-	Opção		eco-	Opção		amb-
1	UHE-fd	0,5735	1	UHE-fd	0,4764	1	UHE-cr	0,4875
2	UHE-cr	0,5166	2	UHE-cr	0,4681	2	UHE-fd	0,4084
3	PCH	0,4736	3	PCH	0,4153	3	PCH	0,3473
4	EOL-on	0,0499	4	UTE-nu	0,0410	4	UTE-ol	0,0443
5	UTE-nu	0,0410	5	SOL-te	-0,0313	5	UTE-nu	-0,0125
6	SOL-te	-0,0070	6	BIO	-0,0841	6	UTE-gc	-0,0577
7	EOL-of	-0,0285	7	EOL-on	-0,0861	7	UTE-gs	-0,0675
8	SOL-fo	-0,0535	8	EOL-of	-0,1111	8	BIO	-0,1229
9	BIO	-0,1958	9	SOL-fo	-0,1167	9	EOL-on	-0,1444
10	UTE-gc	-0,2471	10	UTE-gc	-0,1257	10	EOL-of	-0,1937
11	UTE-gs	-0,3346	11	UTE-gs	-0,2229	11	SOL-fo	-0,2187
12	UTE-ol	-0,3395	12	UTE-ol	-0,2326	12	SOL-te	-0,2256
13	UTE-ca	-0,4485	13	UTE-ca	-0,3903	13	UTE-ca	-0,2445

5.2.3. Discussão sobre os resultados

Para o caso *equ*, verifica-se, de forma geral, um equilíbrio entre as tecnologias baseadas na energia eólica, solar e combustíveis fósseis, exceto carvão, com IPG negativo. A UTE-nu apresenta IPG levemente positivo.

Para o caso *tec⁺*, as tecnologias eólica e solar têm um baixo desempenho com pequena vantagem para a biomassa. As tecnologias a gás natural, óleo combustível e nuclear têm melhores resultados. A pior performance fica com o carvão mineral. Isto indica que, privilegiando-se o

aspecto técnico, a melhor escolha fica por conta das fontes baseadas em combustíveis fósseis, com exceção do carvão mineral.

Para o caso eco^+ , a UTE-nu seguida pela EOL-on mostraram melhor desempenho. As outras alternativas baseadas na energia solar, biomassa, EOL-of e combustíveis fósseis (exceto carvão) apresentaram comportamento semelhante. A UTE-ca teve o IPG mais negativo. Este fato sugere que, ao dar-se maior peso para o aspecto econômico a fonte nuclear passa a ter preponderância, contudo a fonte eólica continua ocupando posição de destaque.

Para o caso amb^+ , as tecnologias UTE-nu e SOL-te tem praticamente o mesmo valor de IPG e estão à frente da EOL-on, seguidas pela EOL-of e BIO. As tecnologias baseadas nos combustíveis fósseis apresentam desempenho bem abaixo, tendo a UTE-ca o pior desempenho. Há indicação de que mesmo considerando maior peso para o aspecto ambiental a fonte nuclear continua tendo posição de destaque e a tecnologia termossolar avança na escala de posicionamento.

Para o caso tec^- , as tecnologias nuclear, eólica e solar tiveram os melhores valores de IPG. As piores performances ficaram com os combustíveis fósseis. Ao dar-se menor peso para o aspecto técnico há a confirmação de que as fontes renováveis sobrepujam as fontes fósseis. A alternativa nuclear continua a destacar-se neste caso.

Para o caso eco^- , o desempenho foi semelhante para as fontes eólica, solar, biomassa e UTE-gc ficando a UTE-nu a frente destas. As outras tecnologias baseadas nos combustíveis fósseis tiveram valores menores de IPG. Mesmo dando-se menor peso à perspectiva econômica, as fontes renováveis continuam à frente, contudo observa-se que a UTE-gc passa a ter lugar importante dentre as melhores opções.

Para o caso amb^- , verifica-se uma pior performance das fontes eólica, solar e biomassa. Em seguida tem-se a UTE-nu, UTE-gc e UTE-gs, que são superadas pela UTE-ol com melhor

IPG. Assim, para este caso, há predomínio das fontes fósseis sobre a eólica, solar e biomassa, exceto o carvão mineral, que apresentou o pior desempenho.

Por intermédio da análise do gráfico da Figura 5.2 e das medidas da Tabela 5.5 pode-se chegar a algumas constatações. A análise mostra que a UHE-cr apresenta pouca variação no que se refere à sua posição no *ranking*, dentre um caso e outro, indicando elevada robustez frente à alteração nos pesos. A UHE-fd e a PCH tem aproximadamente o mesmo comportamento em relação à variação dos pesos para as perspectivas em questão, entretanto, com pior performance que a UHE-cr, mas melhor performance em relação a todas as outras alternativas. O comportamento apresentado pela UTE-ca é equivalente para todos os casos e permanece, via de regra, com a pior classificação. As outras alternativas apresentaram maior sensibilidade à alteração dos pesos. As opções UHE-cr, UHE-fd e PCH tiveram melhor classificação que as outras alternativas em todos os casos estudados e são as únicas que apresentam IPG positivo para todos eles. Houve predominância da UHE-cr sobre a UHE-fd na maioria dos casos e da UHE-fd sobre a PCH em todos.

5.2.4. Análise de cenários

Com o objetivo de verificar o comportamento do IPG frente a alterações de cenários futuros, foram estudadas três tendências em relação à variação na valoração dos critérios utilizados. Foi tomado o cenário de referência como partida, onde valoração dos critérios é aquela adotada para o caso 1 (*equ*). Os resultados são apresentados nas Tabelas 5.6 a 5.9 e nas Figuras 5.3 e 5.4.

Para o cenário 1 (mnemônico CT-FC+) foi considerada a tendência à redução nos custos de investimento e produção e também ao aumento no fator de capacidade das seguintes alternativas: EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO. Supõe-se, desta forma, que se investirá em tecnologias, por exemplo, de armazenamento, que possibilitarão aumentar o fator de capacidade destas alternativas. A queda nos custos pode ser atribuída à curva de aprendizagem.

As alterações foram: uma redução de 50% no custo de investimento, custo de O&M e CVU e um aumento de 40% no fator de capacidade.

Para o cenário 2 (mnemônico CO-) foi considerada uma tendência à redução nas emissões para as opções: UTE-gs, UTE-gc, UTE-ca e UTE-ol. Esta redução pode se dever, por exemplo, à pesquisa e desenvolvimento em tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) tornando-as competitivas e aplicáveis em larga escala. A alteração realizada foi uma redução de 90% nas emissões de CO₂ (diretas e indiretas), SO₂ e NO_x.

No cenário 3 (mnemônico MA+MI-) foi suposta uma melhoria em todos os outros critérios para as alternativas: EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO. Neste caso a ideia é supor que haverá grandes investimentos nestas fontes, em todos os aspectos, em função da crescente importância que os fatores ambientais vêm apresentando e as vantagens que estas apresentam neste aspecto. As alterações realizadas foram: uma redução de 30% para todos os critérios a serem minimizados e um aumento de 30% naqueles a serem maximizados.

Tabela 5.6 – Ordenação das tecnologias considerando os cenários 1, 2, 3 e 4

Cenário de referência		CT-FC+		CO-		MA+MI-		CO-MA+MI-	
Opções	IPG (phi)	Opções	IPG (phi)	Opções	IPG (phi)	Opções	IPG (phi)	Opções	IPG (phi)
UHE-cr	0,4988	UHE-cr	0,4893	UHE-cr	0,4988	UHE-cr	0,1434	UHE-cr	0,3991
UHE-fd	0,4837	UHE-fd	0,4742	UHE-fd	0,4837	UHE-fd	0,0268	UHE-fd	0,3841
PCH	0,4161	PCH	0,3971	PCH	0,4161	PCH	-0,0668	PCH	0,3259
UTE-nu	0,0320	UTE-nu	0,0130	UTE-nu	-0,0060	EOL-on	-0,057	EOL-on	0,1244
EOL-on	-0,0606	EOL-on	0,0058	UTE-gc	-0,0375	EOL-of	0,0163	EOL-of	-0,0111
EOL-of	-0,1108	EOL-of	-0,0728	UTE-ol	-0,0858	BIO	0,3259	BIO	-0,0501
SOL-te	-0,1139	SOL-te	-0,0949	UTE-gs	-0,0971	SOL-te	0,3841	UTE-gc	-0,0897
BIO	-0,1355	BIO	-0,0976	EOL-on	-0,1128	UTE-nu	0,3991	UTE-nu	-0,1009
SOL-fo	-0,1380	SOL-fo	-0,1380	EOL-of	-0,1677	SOL-fo	-0,0629	SOL-fo	-0,1143
UTE-gc	-0,1419	UTE-gc	-0,1609	SOL-fo	-0,1949	UTE-gc	-0,249	SOL-te	-0,1234
UTE-ol	-0,1617	UTE-ol	-0,2091	BIO	-0,2019	UTE-ol	-0,1846	UTE-ol	-0,1664
UTE-gs	-0,2063	UTE-gs	-0,2252	SOL-te	-0,2088	UTE-gs	-0,4425	UTE-gs	-0,1825
UTE-ca	-0,3618	UTE-ca	-0,3808	UTE-ca	-0,2859	UTE-ca	-0,2329	UTE-ca	-0,395

No cenário 4 (mnemônico CO-MA+MI-) foi considerada a ocorrência simultânea das tendências adotadas nos cenários 2 e 3, ou seja, redução de 90% nas emissões de CO₂ (diretas e indiretas), SO₂ e NO_x para as tecnologias: UTE-gs, UTE-gc, UTE-ca e UTE-ol e redução de 30%

para todos os critérios a serem minimizados e um aumento de 30% naqueles a serem maximizados para as tecnologias: EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO.

5.2.5. Discussão sobre os resultados

No caso do cenário CT-FC+ observa-se que há variação nos valores do IPG, contudo não há alteração no ordenamento das alternativas. As tecnologias para as quais foram realizadas as alterações (EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO) tiveram estes valores majorados enquanto que todas as outras apresentaram diminuição no valor de IPG. Isto demonstra que se a tendência considerada neste cenário continuar ou se for intensificada, estas tecnologias subirão no *ranking* e poderão passar a ter preponderância sobre as alternativas que estão à frente.

Tabela 5.7 – Variação no ordenamento das tecnologias considerando os cenários 1, 2, 3 e 4

Cen. ref.	Variação	CT-FC+	Cen. ref.	Variação	CO-	Cen. ref.	Variação	MA+MI-	Cen. ref.	Variação	C-M+M-
UHE-cr		UHE-cr	UHE-cr		UHE-cr	UHE-cr		UHE-cr	UHE-cr		UHE-cr
UHE-fd		UHE-fd	UHE-fd		UHE-fd	UHE-fd		UHE-fd	UHE-fd		UHE-fd
PCH		PCH	PCH		PCH	PCH		PCH	PCH		PCH
UTE-nu		UTE-nu	UTE-nu		UTE-nu	UTE-nu	→	EOL-on	UTE-nu	→	EOL-on
EOL-on		EOL-on	EOL-on	→	UTE-gc	EOL-on	→	EOL-of	EOL-on	→	EOL-of
EOL-of		EOL-of	EOL-of	→	UTE-ol	EOL-of	→	BIO	EOL-of	→	BIO
SOL-te		SOL-te	SOL-te	→	UTE-gs	SOL-te	→	SOL-te	SOL-te	→	UTE-gc
BIO		BIO	BIO	→	EOL-on	BIO	→	UTE-nu	BIO	→	UTE-nu
SOL-fo		SOL-fo	SOL-fo	→	EOL-of	SOL-fo	→	SOL-fo	SOL-fo	→	SOL-fo
UTE-gc		UTE-gc	UTE-gc	→	SOL-fo	UTE-gc	→	UTE-gc	UTE-gc	→	SOL-te
UTE-ol		UTE-ol	UTE-ol	→	BIO	UTE-ol	→	UTE-ol	UTE-ol	→	UTE-ol
UTE-gs		UTE-gs	UTE-gs	→	SOL-te	UTE-gs	→	UTE-gs	UTE-gs	→	UTE-gs
UTE-ca		UTE-ca	UTE-ca		UTE-ca	UTE-ca		UTE-ca	UTE-ca		UTE-ca

Em se tratando do cenário CO-, nota-se que as tecnologias baseadas nos combustíveis fósseis, foco das alterações, com exceção da UTE-ca, passam a ocupar melhor posicionamento na escala ordenada, superando, inclusive, as fontes eólica e solar. Esta é uma indicação de que o investimento no desenvolvimento dos mecanismos de captura e armazenamento de carbono pode ser um fator decisivo no que diz respeito a ser um elemento de importante influência nas estratégias de composição da matriz de energia elétrica.

Em relação ao cenário MA+MI-, as alterações afetaram as alternativas envolvidas (EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO) levando-as a ocupar melhores posições no *ranking*. Desta forma, constitui-se um indício relevante o fato de que os investimentos em melhorias gerais nestas fontes, sob todos os aspectos mencionados, sem, entretanto, significar grandes alterações tecnológicas, podem também ser eficientes para trazer estas FEE a patamares que possibilitem sua inserção na matriz de energia elétrica com menores riscos, considerando as três dimensões analisadas.

No cenário CO-MA+MI- as FEE baseadas na energia eólica e biomassa passaram a ocupar posições superiores na escala ordenada. Este fato pode indicar que é mais vantajoso aplicar recursos em melhorias gerais nas fontes EOL-on, EOL-of e BIO, do que concentrar grandes esforços no aprimoramento dos mecanismos CCS destinados às FEE baseadas em combustíveis fósseis, apesar dos valores de IPG destas fontes apresentarem elevação em relação ao cenário de referência.

Na Figura 5.3 estão apresentados, graficamente, os valores de IPG para os cenários CT-FC+, CO-, MA+MI- e C-M+M-. Nesta figura pode-se observar o comportamento preponderante e mais uniforme, em relação à variação dos valores de IPG das tecnologias PCH, UHE-fd e UHE-cr.

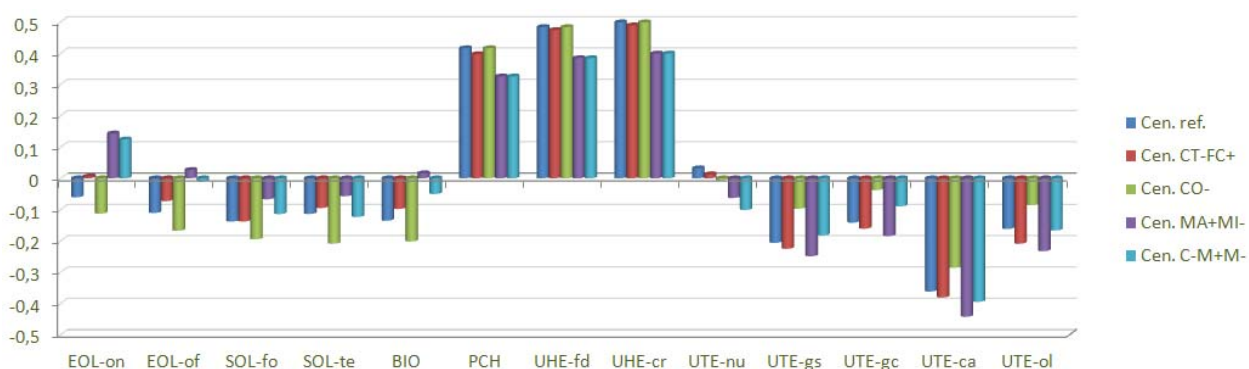


Figura 5.3 – Representação gráfica dos resultados dos valores de IPG para os cenários 1, 2, 3 e 4

Foram ainda estudadas outras configurações de cenários, verificando qual efeito teria, a acumulação de alterações na valoração dos critérios, no ordenamento das alternativas. Para o cenário 1a (mnemônico CT-FC+) foi considerada a tendência à redução nos custos de investimento e produção e também o aumento no fator de capacidade das tecnologias: EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO. As alterações foram uma redução de 50% no custo de investimento, custo de O&M e CVU e um aumento de 40% no fator de capacidade.

Para o cenário 2a (mnemônico 1a/CO-) além de mantidas as condições do cenário 1a, foi considerada uma tendência à redução nas emissões para as tecnologias: UTE-gs, UTE-gc, UTE-ca e UTE-ol. A alteração realizada foi uma redução de 90% nas emissões de CO₂ (diretas e indiretas), SO₂ e NO_x.

No cenário 3a (mnemônico 1a/2a/M+M-) foram mantidas as alterações realizadas para os cenários 1a e 2a e ainda uma melhoria em todos os outros critérios para as tecnologias: EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO. As alterações realizadas foram uma redução de 30% para os critérios a serem minimizados, ou seja, aqueles que trazem vantagens para estas fontes ao serem majorados, e um aumento de 30% nos critérios a serem maximizados, ou seja, aqueles que trazem vantagens para estas fontes ao serem minorados.

Na Tabela 5.8 constam os valores de IPG para os cenários 1a, 1a/CO-, 1a/2a/M+M-. Vale lembrar que para cada evolução de cenário considerou-se, na simulação, a manutenção das condições do cenário anterior em relação à valoração dos critérios. O que se pode verificar na tabela é a predominância das alternativas relativas a hidreletricidade e energia nuclear, sendo as tecnologias que apresentaram IPG positivo para os três cenários simulados, com exceção da UTE-nu para o cenário 1a/CO-.

Na Tabela 5.9 pode-se verificar as variações, em termos de posição no *ranking*, sofridas pelas alternativas na mudança de um cenário para outro. Notou-se um decréscimo no posicionamento das tecnologias EOL-on e EOL-of com recuperação no último cenário. A alternativa BIO subiu de posição, após passar por um queda no ranqueamento. As tecnologias

SOL-te e SOL-fo experimentaram um rebaixamento seguido de uma recuperação, porém em um patamar inferior do que ocupavam.

Tabela 5.8 – Ordenação das tecnologias considerando os cenários 1a, 1a/CO-, 1a/2a/M+M-

Cenário de referência		Cen. CT-FC+		Cen. 1a/CO-		Cen. 1a/2a/M+M-	
Opções	IPG (phi)	Opções	IPG (phi)	Opções	IPG (phi)	Opções	IPG (phi)
UHE-cr	0,4988	UHE-cr	0,4893	UHE-cr	0,4893	UHE-cr	0,4039
UHE-fd	0,4837	UHE-fd	0,4742	UHE-fd	0,4742	UHE-fd	0,3740
PCH	0,4161	PCH	0,4066	PCH	0,4066	PCH	0,3212
UTE-nu	0,0320	UTE-nu	0,0225	UTE-nu	-0,0155	EOL-on	0,1355
EOL-on	-0,0606	EOL-on	-0,0132	UTE-gc	-0,0565	EOL-of	-0,0285
EOL-of	-0,1108	EOL-of	-0,0823	EOL-on	-0,0654	BIO	-0,0427
SOL-te	-0,1139	SOL-te	-0,0949	UTE-gs	-0,1066	UTE-gc	-0,0850
BIO	-0,1355	BIO	-0,0976	UTE-ol	-0,1237	UTE-nu	-0,1056
SOL-fo	-0,1380	SOL-fo	-0,1380	EOL-of	-0,1392	SOL-fo	-0,1069
UTE-gc	-0,1419	UTE-gc	-0,1609	BIO	-0,1640	SOL-te	-0,1329
UTE-ol	-0,1617	UTE-ol	-0,1997	SOL-fo	-0,1949	UTE-ol	-0,1691
UTE-gs	-0,2063	UTE-gs	-0,2158	SOL-te	-0,2088	UTE-gs	-0,1852
UTE-ca	-0,3618	UTE-ca	-0,3713	UTE-ca	-0,2954	UTE-ca	-0,3787

Tabela 5.9 – Variação no posicionamento das tecnologias considerando os cenários 1a, 2a e 3a

Cenário de referência		Cen. CT-FC+		Cen. 1a/CO-		Cen. 1a/2a/M+M-
Opções	Alteração	Opções	Alteração	Opções	Alteração	Opções
UHE-cr		UHE-cr		UHE-cr		UHE-cr
UHE-fd		UHE-fd		UHE-fd		UHE-fd
PCH		PCH		PCH		PCH
UTE-nu		UTE-nu		UTE-nu		EOL-on
EOL-on		EOL-on		UTE-gc		EOL-of
EOL-of		EOL-of		EOL-on		BIO
SOL-te		BIO		UTE-gs		UTE-gc
BIO		SOL-te		UTE-ol		UTE-nu
SOL-fo		SOL-fo		EOL-of		SOL-fo
UTE-gc		UTE-gc		BIO		SOL-te
UTE-ol		UTE-ol		SOL-fo		UTE-ol
UTE-gs		UTE-gs		SOL-te		UTE-gs
UTE-ca		UTE-ca		UTE-ca		UTE-ca

O que se pode notar, como observação geral em relação a estes últimos cenários, é que, mesmo acumulando as alterações, ou seja, supondo-se uma nova tendência em que haja as mudanças simultâneas estudadas, as FEE baseadas na energia eólica e biomassa, passam a se mostrar as melhores alternativas, imediatamente após a hidreletricidade.

Na Figura 5.4 estão representados, na forma de gráfico, os valores de IPG para todas as alternativas e cenários estudados. Neste caso também pode-se observar a predominância das alternativas PCH, UHE-fd e UHE-cr no que se refere aos valores de IPG, assim como uma maior uniformidade nestes valores, ao considerar-se a simulação realizada.



Figura 5.4 – Representação gráfica dos resultados dos valores de IPG para os cenários 1a, 2a e 3a

5.3. Síntese do capítulo

Neste capítulo foi realizada uma análise multicritério das alternativas tecnológicas a serem utilizadas na expansão do parque gerador de eletricidade do Brasil com base nas principais opções para produção de energia elétrica que este país possui. A análise levou em consideração critérios enquadrados nas dimensões técnica, econômica e socioambiental. Estes critérios foram selecionados com base em cinco premissas, no início deste capítulo descritas, que permitiram nortear e estabelecer diretrizes uniformes na busca de referências que trouxessem a valoração

destes critérios. Foram simulados tanto mudanças na magnitude dos pesos dos critérios, como também em tendências, baseadas na construção de cenários futuros com alteração na valoração destes critérios. Os cenários foram estabelecidos supondo-se tendências de investimentos em tecnologia, na redução de custos e melhorias nos fatores ligados aos indicadores de danos ambientais.

Por um lado, os resultados obtidos apresentaram coerência quando se observa as variações de peso e sua repercussão no ordenamento das tecnologias, assim como o estudo de cenários e as consequências observadas no ranqueamento das alternativas. Por outro lado, mostrou-se a robustez de algumas tecnologias frente às variações no peso dos critérios, assim como perante às alterações na valoração destes.

A valoração dos critérios e também a sua definição podem ser aprimoradas se vierem a existir mais pesquisas e publicações, em nível nacional, a este respeito. Outra possibilidade é a utilização da expertise dos especialistas brasileiros para valorar critérios a qual pode ser viabilizada por intermédio de questionários especialmente elaborados para tal finalidade.

Serão apresentadas, no Capítulo 6, as propostas de diretrizes e estratégias objetivando a constituição da matriz para produção de eletricidade, contemplando os resultados do estudo desenvolvido e apresentado neste capítulo, assim como os pontos levantados no Capítulo 3, a análise realizada no Capítulo 4, além de outra questão relacionada à segurança no suprimento, que será abordada no próprio Capítulo 6.

Capítulo 6

Propostas de diretrizes para a construção da matriz de energia elétrica

Como tem sido enfatizado neste trabalho, a energia elétrica é um dos mais importantes insumos e item indispensável de infraestrutura para que se possa estabelecer manter o desenvolvimento socioeconômico de uma nação. O Brasil é um dos poucos países do mundo que tem em mãos a possibilidade de expandir a oferta de energia elétrica mantendo os níveis de impactos ambientais bastante reduzidos, principalmente devido à riqueza dos recursos renováveis que podem ser utilizados para este fim.

Os recursos energéticos, apesar de abundantes em solo brasileiro, são limitados e, portanto é dever do Estado buscar a exploração de todas as FEE disponíveis, de forma a se manter, tanto quanto possível, níveis elevados de independência e, por conseguinte segurança energética. É importante salientar que não existe tecnologia de produção de eletricidade, aplicada em larga escala, que não agrida o meio ambiente, principalmente se for levado em conta todo o seu ciclo de vida. Evidentemente este dever precisa ser cumprido com base nas premissas de menor agressão possível ao meio ambiente, menores custos possíveis e com a melhor opção tecnológica, todavia sempre almejando um equilíbrio ponderado entre estes aspectos, pois a preponderância será em detrimento de outro, uma vez suas vantagens, de uma forma geral, serem conflitantes. Além disso, não se deve perder de vista que a matriz de energia elétrica deve ser constituída sob uma perspectiva sistêmica e de longo prazo, com foco na segurança do atendimento à demanda.

O objetivo deste capítulo é o de tecer propostas tanto no nível estratégico mais elevado, ou seja, diretrizes, como no intermediário, ou seja, políticas. Propostas estas que se pautarão no

que foi apresentando no parágrafo imediatamente anterior. Além disso, a elaboração das mesmas foi baseada sobre quatro fundamentos, três deles construídos no decorrer deste trabalho e o último, adiante, neste mesmo capítulo, apresentado. Em um primeiro momento são apresentadas propostas para o horizonte de médio prazo com sugestões para promover a inclusão das FRE na matriz e ratificar a posição da hidreletricidade na base da expansão. Em seguida são discutidas propostas para o horizonte de longo prazo buscando oferecer opções para substituição da hidreletricidade na base da expansão. Por fim são tratadas de outras questões de relevante impacto no processo de expansão da oferta de eletricidade sob a luz da sustentabilidade do mesmo.

O primeiro fundamento refere-se aos problemas apontados e discutidos no Capítulo 3 e que interferem negativamente no aspecto sustentabilidade perante as três perspectivas consideradas. O segundo constitui-se na análise realizada para cada uma das FEE frente às dimensões técnica, econômica, socioambiental e do potencial de exploração, análise elaborada no Capítulo 4. O terceiro concerne ao *ranking* das alternativas tecnológicas para produção de energia elétrica obtido por intermédio da análise detalhada no Capítulo 5.

O quarto fundamento trata da classificação das FEE quanto à capacidade de atendimento à carga e quanto à sua flexibilidade na produção. É fato de que nem todas as FEE podem participar em qualquer proporção na matriz de energia elétrica. Por exemplo, as FEE aptas a atender aos picos e variações abruptas de carga de forma satisfatória, são as UHE com reservatório, algumas UHE a fio d'água e poucas PCHs, as UTE a óleo combustível, as UTE a diesel (GAGNON *et al*, 2002; IEA, 2000 *apud* IHA, 2003) e as UTE a GN, ciclo simples (TOLMASQUIM, 2005; GOMES, 2010). Desta forma, ao se idealizar estrategicamente a construção da matriz, ou pensar em substituir uma FEE por outra no *mix* de geração, deve-se levar em conta, tanto o que foi explorado nos Capítulos 3, 4 e 5 assim como esta classificação. É imperativo considerar os impactos no planejamento da operação e na operação propriamente dita, como por exemplo, no que se refere à sua flexibilidade de produção e capacidade de atendimento à carga, este último um fator restritivo que necessita ser contemplado já na fase de idealização da matriz. Na Tabela 6.1 estão descritas as FEE e sua classificação de acordo com estes dois fatores.

Tabela 6.1 – Classificação das FEE quanto à capacidade de atendimento à carga

Classificação quanto à capacidade de atendimento à carga	Tecnologia de produção de energia elétrica	Comentários em relação à confiabilidade e flexibilidade na produção
Base, picos e variações de carga	UHE com reservatório	Elevada confiabilidade e elevada flexibilidade
	UTE a diesel	
	UTE a GN – ciclo simples	Elevada confiabilidade e média flexibilidade
Picos e variações de carga	UTE a óleo combustível – ciclo simples	Elevada confiabilidade e média flexibilidade
Base, com pouca flexibilidade	UHE a fio d'água	Na maioria dos casos usada na base com baixa flexibilidade
	UTE a biomassa	
	UTN	Quase que totalmente utilizada na base com praticamente nenhuma flexibilidade
	UTE a GN – ciclo combinado	Na maioria dos casos usada na base com alta flexibilidade porem com restrições de CVU
	UTE a carvão mineral	Na maioria dos casos usada na base com alguma flexibilidade
	UTE a óleo – ciclo combinado	
Fontes intermitentes que necessitam <i>backup</i>	Eólica	Requer fontes de backup com resposta rápida tal como UHEs com reservatório ou UTEs a GN-CS
	Solar fotovoltaica	

Fontes: IEA, 2000 *apud* IHA, 2003; Gagnon *et al*, 2002; Tolmasquim, 2005

Com sustentação sobre os quatro fundamentos mencionados são traçadas as diretrizes, com desdobramentos em políticas energéticas e ações de planejamento, assim como são elaboradas propostas de composição da matriz de energia elétrica. Ademais, da mesma forma que as diretrizes, as políticas e o planejamento necessitam ter sua elaboração pautada pela visão sistêmica, integrada e de longo prazo, também ocorre com a expansão da geração e a consequente constituição da matriz.

6.1.1. Propostas de constituição da matriz para o horizonte de médio prazo

O resultado de diretrizes e políticas estratégicas tem caracteristicamente repercussão a longo prazo, sendo que, no médio prazo, seu efeito pode não ser tão determinante quanto se deseja. Contudo, existe a possibilidade de se colher os frutos destas políticas lançando mão de

tendências já estabelecidas, porém ainda não sedimentadas e que requerem reforços e estímulos de forma a se transformarem, de fato, em políticas. Atualmente percebe-se que existe uma tendência, por parte dos órgãos de planejamento, de se estabelecer a expansão da oferta de energia elétrica utilizando a hidreletricidade como base desta expansão, da mesma forma que as outras FREs em complementação. Entretanto, não tem sido esta a tônica dos últimos leilões de energia nova, seja pela falta de estudos de inventário e consequentemente de novos projetos de UHEs, seja pelas dificuldades na obtenção da licença ambiental prévia para os empreendimentos. Nota-se certo empenho do MME no sentido de viabilizar a participação das UHEs nos leilões, porém não de uma forma ordenada e bem planejada. Pode-se citar fato recente onde este ministério autorizou a EPE a habilitar os projetos de hidrelétricas para o leilão previsto para 26/04/2012 mesmo sem terem a licença prévia emitida. Ações como esta são pontuais e não articuladas com outras medidas que proporcionem continuidade ao processo, não contribuindo, desta forma, para o estabelecimento de um conjunto coeso de políticas energéticas que possam dar sustentação ao processo de expansão da oferta.

6.1.1.1. As estratégias para as UHEs de pequeno e médio porte

Uma estratégia que pode ser adotada é privilegiar em um primeiro momento as UHEs de pequeno porte, já inventariadas e localizadas em rios onde ainda haja potencial disponível. Estas UHEs, devido ao seu porte e, em consequência, impactos ambientais relativamente menores, tendem a requerer um projeto menos complexo e apresentam maior facilidade na obtenção da licença prévia. Provavelmente serão UHEs a fio d'água, contudo apresentam características positivas e tem sua importância na composição da matriz. Mesmo as UHEs a fio d'água, via de regra, possuem um pequeno reservatório. Uma providência que pode vir a facilitar a viabilização destes empreendimentos é estabelecer a articulação com órgãos públicos e aqueles representantes de setores da sociedade regional atingida pela UHE, no sentido de apresentar propostas de aproveitamento deste reservatório. Exemplos de aproveitamento são os usos consuntivos tais como abastecimento urbano e irrigação, ampliando assim sua utilidade como vetor que pode impulsionar o desenvolvimento da região. Respeitando a dimensão do volume de água contido no pequeno reservatório, o seu uso consuntivo pode ser viabilizado, desde que os efeitos sobre a

produção de energia elétrica sejam aceitáveis. Abrir mão da produção máxima que uma UHE pode proporcionar, em prol de possibilitar alguns outros usos para a água, é uma forma de viabilizar a realização do projeto.

Cabe também o estímulo, de imediato, mas com resultados esperados somente em uma segunda etapa, às UHEs de médio porte, algumas delas sob as mesmas condições daquelas citadas no parágrafo anterior e outras participantes de estudos mais abrangentes, que envolvem bacias hidrográficas maiores. Para o caso destas UHEs, os impactos regionais são mais significativos, por outro lado, a possibilidade dos outros usos para a água represada também se amplia, permitindo oferecer mais benefícios para a sociedade afetada. Não há que se omitir os impactos negativos dos reservatórios no meio ambiente e a população atingida pelos empreendimentos. Contudo, estes impactos podem ser mitigados ou compensados, como em parte já o são atualmente, por intermédio de ações previstas já na fase de licenciamento prévio do empreendimento. As propostas que se faz para as UHEs de grande porte, mais adiante detalhadas neste capítulo, podem também ser aplicadas para as UHEs de médio porte. A dimensão dos projetos e benefícios agregados deve, evidentemente, respeitar as proporções dos empreendimentos.

É importante salientar que o ponto crucial para que se logre êxito nestes projetos é a articulação entre os órgãos e esferas de poder envolvidas. Um elemento importante, neste sentido, é a existência de um interlocutor, ou um pequeno grupo de interlocutores, que possa transitar nestes meandros e exercer o papel de facilitador e conciliador na solução das questões e dificuldades que possam emergir. Na medida do possível, este interlocutor precisa mostrar isenção e imparcialidade e defender os interesses das partes envolvidas, contudo sempre priorizando o objetivo de que os benefícios para a nação devem ter alguma prevalência sobre os benefícios locais. O acesso direto a estâncias elevadas do governo para esta representação se faz necessária, uma vez que as questões surgidas podem ter caráter complexo e as soluções dependam de ações em níveis elevados de competência. Neste caso, um possível fórum para discutir tais questões é o CNPE.

Sob o ponto de vista econômico uma ação que viria a reduzir o custo médio da energia elétrica é a introdução de FEEs que apresentem tarifas de equilíbrio menores que a tarifa média atual. Na medida em que o percentual destas fontes for aumentando há uma tendência de redução na tarifa média. As UHEs são as que, via de regra, apresentam as menores tarifas de equilíbrio se comparadas com as FEEs que possam oferecer o mesmo nível de segurança e confiabilidade. Além disso, existem benefícios adicionais para a região onde as UHEs com reservatório são instaladas. O reservatório pode ser fonte de água para suprimento urbano e industrial das cidades circunvizinhas. Pode ainda, dentro de um projeto integrado, prestar-se como apoio para o desenvolvimento da agropecuária, pesca e lazer o que pode ser intensificado se for prevista a viabilização de uma hidrovía regional.

Há ainda os benefícios financeiros e sociais, tal como a CFURH e a geração de empregos diretos devido ao próprio empreendimento, os indiretos com o desenvolvimento econômico regional subsequente e, ainda, a geração de empregos devido à cadeia estimulada pela operação e manutenção da usina. É certo que os cargos que exigem qualificação técnica podem requerer importação de mão de obra, mas estes são em menor número em uma usina hidrelétrica. As funções de apoio, em maior número, tais como, manutenção predial e urbana, limpeza e conservação, cargos administrativos, e muitas outras, geram demanda de emprego para a região ao entorno da usina. Existe também a questão da possibilidade de intercâmbio regional de energia proporcionando otimização no uso dos recursos hídricos nacionais devido a sazonalidades previstas e as alterações climáticas imprevistas (DESTER *et al*, 2012b).

Sob o ponto de vista socioambiental, as UHEs provocam uma gama de impactos negativos na fase de construção, todavia, é uma das FEEs que apresenta os menores impactos negativos na fase de operação, havendo ainda a possibilidade de trazerem impactos positivos. Isto se aplica principalmente às grandes UHEs com reservatório de acumulação. Vale salientar que grande parte dos países desenvolvidos que possuíam recursos disponíveis para a construção de UHEs já o exploraram ao máximo. Para que seja possível a construção de grandes UHEs com reservatório, indispensáveis para que o Brasil possa, legitimamente, maximizar a utilização de seus recursos hidráulicos na produção de energia elétrica, são necessárias ações estratégicas, no

âmbito das políticas públicas e ações táticas, no contorno do planejamento da expansão. Esta é uma questão complexa que demanda esforço político além de grande articulação entre os diversos setores do governo.

6.1.1.2. A alavancagem das grandes UHEs com reservatório de acumulação

Uma possível solução é olhar o projeto de uma UHE com reservatório, ou uma cascata de UHEs estudadas em um inventário de bacia, não somente como unidades de produção de energia elétrica, mas sim ampliar o escopo e estender sua utilidade. Para tal deve-se lançar mão do conceito do uso múltiplo da água da forma mais ampla possível. Um recurso, neste sentido, é incluir a questão do uso múltiplo da água na etapa de elaboração da Avaliação Ambiental Integrada (AAI), a qual já vem sendo adotada nos estudos de inventários de bacias. Sua extensão e aplicabilidade é que deve ser ampliada e contemplar este conceito do uso múltiplo da água, tanto na que diz respeito à intensificação de sua profundidade, como na abrangência de seus efeitos.

O projeto ou conjunto de projetos devem contemplar a possibilidade de se estabelecer, por exemplo, uma hidrovia como uma das ações, estudando-se a navegabilidade dos rios e dotando as UHEs de eclusas. Mas isto não é suficiente, pois é preciso dar um sentido para a hidrovia de forma que esta possa ser não somente uma atividade econômica por si só, mas também servir de elemento facilitador para outras atividades econômicas regionais. Neste aspecto é possível agregar, no projeto, a criação de áreas de cultivo irrigado. Estas áreas, além de lançarem mão da água disponibilizada nos reservatórios das UHEs, mais um dos usos múltiplos da água, escoariam sua produção através da hidrovia, viabilizando a comercialização de seus produtos por intermédio de cooperativas e entrepostos, os quais também devem estar previstos no projeto.

Os sistemas de irrigação assim como o débito de água devido a este uso consuntivo devem ser considerados. Além disto, seria possível mitigar os impactos ambientais devido a estas culturas, principalmente no que concerne à poluição dos rios, uma vez que se teria a possibilidade de um maior controle sobre as áreas cultivadas e a sua produção. Existe ainda a possibilidade da

implantação, que pode estar contemplada no projeto, de indústrias da pesca. Seriam unidades de produção que integrariam, desde os viveiros para a criação de peixes, como sua manipulação e acondicionamento disponibilizando-os para a venda direta às redes de distribuição e supermercados. A hidrovía pode ser o meio de escoamento para as unidades de maior produção e que gerassem excedentes em relação ao consumo local. A utilização da orla dos reservatórios para lazer e recreação também é uma opção de negócio e desenvolvimento regional.

A implantação de culturas agrícolas, da pesca e as unidades de recreação nas regiões, onde as UHEs com reservatório são construídas, tem, ao seu favor, um elemento facilitador. Em geral estas regiões são pouco desenvolvidas e carentes de oportunidades de negócios e de emprego para a população local, e a implantação dos projetos ligados ao uso da água pode contribuir para a abertura destas oportunidades, principalmente para os residentes na região (DESTER *et al*, 2012a). Neste caso, assim como nos outros usos da água mencionados, há necessidade de incentivos, principalmente de ordem financeira e assessoria, principalmente para os pequenos e médios empreendedores. A propósito, a assessoria deve ser um dos itens constantes na política de incentivos à implantação de todos os projetos orientados ao uso múltiplo da água. Por fim, porém não menos importante, é o uso consuntivo da água dos reservatórios para abastecimento urbano, industrial e comercial.

É evidente que para se elaborar e implantar projetos com o grau de abrangência aqui proposto é necessário, antes de tudo, estabelecer uma articulação entre os setores, os agentes e as esferas de governo envolvidas. Também é notório que o escopo extrapola o âmbito do MME tratando-se de uma questão multiministerial. Somente com uma participação ampla de representantes destes setores e esferas seria possível tornar viável a construção de um projeto integrador e abrangente como se propõe. Um fórum por intermédio do qual se pode implementar tal articulação é o CNPE, uma vez que neste estão representadas as pastas do governo ligadas ao setor elétrico, e trata-se de um conselho cujo um dos objetivos é a elaboração de políticas energéticas. Uma das pastas do governo, por exemplo, o Ministério da Integração (MI), poderia centralizar a integração entre os projetos que fazem uso da água dos reservatórios, sendo

interlocutor, mediador e responsável, perante o poder executivo, pelo acompanhamento, conclusão e entrega destes projetos.

Todos os usos da água devem ser viabilizados em regime de concessão e uma contribuição, sobre as receitas auferidas ou estimadas, deve ser recolhida em favor de um fundo criado especificamente para oferecer os recursos necessários e viabilizar outros projetos desta natureza. Na medida em que os projetos vão se estabelecendo, as contribuições para este fundo tendem a aumentar o que propiciará maior facilidade para disponibilizar financiamento a outros projetos, gerando um ciclo virtuoso. Pode-se manter a CFURH, apenas redistribuindo sua divisão, destinando um percentual para compor este fundo, desta forma preservando a função original da CFURH que é a compensação financeira da região, pelo uso do recurso hídrico. As cidades lindeiras aos reservatórios, por sua vez, criariam comitês que seriam, na fase de implantação, os responsáveis pela fiscalização dos empreendimentos, sob o ponto de vista físico e financeiro, e alimentariam o MI quanto ao andamento destes. Na fase operacional estes comitês assumiriam a condição de uma espécie de conselho fiscal, permitindo assim uma fiscalização das concessões.

A ampliação do conceito de uso múltiplo da água e sua implementação, de fato, exige mudanças profundas tanto no que tange às políticas energéticas, como no que se refere ao planejamento da expansão e da operação do SIN. Estas mudanças vão desde uma nova metodologia para o estabelecimento dos valores dos CEAs, os quais devem contemplar o fato de que a geração de energia elétrica passa a ser um dos possíveis usos para a água armazenada nos reservatórios e a consideração, na concessão das licenças ambientais, dos impactos positivos que a construção de uma UHE traz para uma região, em função da nova perspectiva adotada do uso múltiplo da água como um vetor de desenvolvimento regional.

6.1.1.3. A inclusão das outras FRE na matriz de energia elétrica

Concernente às FEBS, energia complementar que imprescindivelmente deve compor a matriz de energia elétrica, é necessária a mão governamental para também, aqui, prover o

direcionamento adequado no que se refere aos montantes de participação de cada uma destas fontes. Neste aspecto vale igualmente o que foi discutido nos parágrafos anteriores neste capítulo, ou seja, diretrizes devem ser estabelecidas em nível estratégico, desdobradas em políticas públicas que por sua vez possam ancorar o planejamento na elaboração e concretização dos objetivos que, por conseguinte, trarão os resultados esperados. Todos os recursos renováveis, especialmente no que tange às FEBS, devem ser explorados de forma a prover a diversificação.

Os benefícios ambientais são evidentes, mas há que se salientar a existência de repercussões positivas também na dimensão técnica, pois com o mecanismo da complementaridade entre as fontes, a segurança energética e de suprimento são adicionalmente beneficiadas. No que diz respeito à ótica econômica, há também ganhos, principalmente em uma perspectiva de médio e longo prazo. Como já discutido no Capítulo 4 e simulado no Capítulo 5, há tendência de queda nos custos de investimento das FEBS, na medida em que cresce sua escala de participação na expansão da oferta de eletricidade. Consequentemente a tarifa de equilíbrio será afetada positivamente, o que trará repercussões positivas no que se refere ao aspecto modicidade tarifária.

Como não é possível garantir uma energia firme para as FEEs eólica e solar é importante se estabelecer algum mecanismo que propicie “firmar” a energia gerada a partir destas fontes. Uma possibilidade é que, ao participar de um leilão, os agentes responsáveis por estas FEEs sejam obrigados a contratar um montante de energia, previamente estabelecido em estudos específicos, proveniente de FEEs que permitam “firmar” a geração destas fontes. A consequência imediata seria o aumento da tarifa de equilíbrio destas fontes, contudo, o custo para “firmar” esta energia hoje já existe, entretanto permanece oculto, e desta maneira estaria explicitado nos valores contratados. Nota-se que não haveria repercussão na tarifa, para o consumidor final, pois, hoje este consumidor já paga para “firmar” esta energia. Atualmente não se sabe exatamente qual o montante destes custos, uma vez que o ONS cobre a instabilidade da geração, por intermédio da alocação de reserva girante baseada em outras FEEs. Os custos desta alocação são, via de regra, remunerados por intermédio de encargos setoriais cobrados do consumidor, encargos estes que também cobrem outras situações e por isso a dificuldade em segregar-se este custo. Assim sendo,

não se tem ao certo a dimensão do custo real da geração a partir das fontes que apresentem instabilidade de produção. Com a medida proposta, seria possível mitigar este problema, proporcionando para estas FEEs, além da explicitação dos custos do *backup*, a possibilidade de “firmar” esta energia já na etapa de contratação. É importante salientar que, em parte, a variabilidade, imprevisibilidade e sazonalidade das FEBS é mitigada pela capacidade do SIN de absorver os impactos gerados por estes fatores, contudo, é preciso avaliar adequadamente os limites desta suportabilidade.

As PCHs, por sua vez, têm um papel importante na composição da matriz de energia elétrica. Em um horizonte de longo prazo o potencial para a construção de UHEs de grande e até mesmo médio porte será exaurido. Contudo, ainda existirá potencial para as pequenas hidrelétricas. Pode-se vislumbrar este potencial como se fosse um “ajuste fino” na exploração dos recursos hidráulicos brasileiros para produção de eletricidade. Devido à pequena área alagada e conseqüentemente aos menores impactos ambientais, é possível implantá-las em regiões onde UHEs não sejam mais viáveis, seja por não haver potencial, seja pelos obstáculos ambientais praticamente intransponíveis.

Há, entretanto, que haver, por parte do Governo, uma política de manutenção da participação desta FEE nos leilões de energia nova, sob pena de ter-se desmantelada toda a cadeia produtiva relacionada às PCHs, desde os escritórios de projeto, passando pela produção de equipamentos até as empresas que operam e mantêm estas usinas. Seria um retrocesso, pois, toda esta cadeia está bem estabelecida no Brasil, com índices elevados de nacionalização, além de ser esta uma FEE que provoca poucos impactos ambientais dentre as opções, ainda apresentando, como vantagem adicional, maior estabilidade e previsibilidade que as FREs eólica e solar.

Considerando o objetivo de construir uma matriz de energia elétrica sustentável, não é adequado colocar todas as FEEs, por exemplo, eólicas e PCHs para competir no mesmo leilão e sem nenhum fator de correção. Além do problema da isonomia de incentivos, assunto discutido no Capítulo 3, as eólicas possuem a questão da intermitência da produção, fragilidade que afeta em grau bem menor as PCHs. É improvável que uma PCH possa ter sua geração interrompida por

não haver vazão suficiente. Contudo, é provável este problema ocorrer com a fonte eólica ou solar. Uma solução seria a criação de um indicador, baseado em um histórico de medições reais, que pudesse retratar a probabilidade de haver necessidade de geração *backup* e o montante desta geração. Este indicador poderia ser um fator de ponderação no valor ofertado para a energia pelas FEE participantes do leilão. Assim, quando um gerador fosse efetuar um lance de oferta, teria que considerar o fator de ponderação, pois, o valor que irá efetivamente receber pela energia comercializada será o valor de seu lance minorado por este fator. Esta é uma forma de mitigar o ônus que vem sendo imposto aos consumidores no que se refere aos encargos setoriais, origem dos recursos para remunerar a geração de *backup*. É uma alternativa ao processo, anteriormente proposto, de “firmar” a energia das FEE que apresentam instabilidade.

As FEBS devem ter seu crescimento na participação na matriz pautado pela questão da garantia no suprimento da carga com segurança e confiabilidade. A diretriz é impulsionar sua penetração até que os níveis seguros dos percentuais de participação sejam atingidos, considerando cada uma destas FEEs e a repercussão conjunta no aspecto atendimento pleno da carga. Uma vez estes percentuais alcançados, cabe uma estratégia de manutenção, ou, caso ocorra algum avanço tecnológico que assim o permita, expandi-los até um novo patamar.

De forma geral, uma diretriz estratégica neste sentido pode ser desmembrada em um objetivo estratégico de atingir e manter um determinado percentual de participação de cada uma das FEEs. Além disto, é necessário avaliar constantemente a resposta do SIN considerando as novas distribuições de participação das FEEs. Neste sentido também se faz necessário o investimento em pesquisa e desenvolvimento de modelos que possam representar fielmente, tanto do ponto de vista estático como dinâmico, todas as tecnologias presentes na matriz. A solução dos leilões desagregados por FEE seria também uma solução para este problema, pois permitiriam um ajuste fino no tocante aos montantes de energia e potência que seriam possíveis adicionar de cada uma das FEBS.

Atualmente o percentual de participação de FREs na matriz de energia elétrica é de aproximadamente 74%, em termos de potência instalada⁷⁴. Existe a possibilidade de elevar este percentual ainda mais. Para lograr êxito nesta, que pode ser uma diretriz estratégica, alguns desdobramentos desta diretriz devem ser estabelecidos. O estímulo à presença das FEBS nos leilões de energia nova é uma providência imprescindível. É preciso salientar que o percentual de participação de cada FEE deve ser cuidadosamente estudado de forma a preservar a segurança do suprimento sob os aspectos energético e elétrico. Além disso, o equilíbrio na inserção das FEBS também é fator de importância crucial. Este equilíbrio permite a diversificação do *mix* de geração propiciando flexibilidade para as etapas de planejamento da operação e a operação propriamente dita.

Ademais, traz consigo consequências desejáveis também sob o ponto de vista econômico, uma vez que haverá estímulo à implantação de novos setores industriais, e aquecimento daqueles já existentes, ligados a todas as fontes que estiverem tendo participação na expansão da oferta, proporcionando desenvolvimento de uma indústria nacional, ligada ao setor elétrico, também diversificada, além de também estimular a formação de mão de obra qualificada. Cabe destacar que estes também são elementos os quais vão ao encontro da independência e segurança energética.

Um fator de fundamental importância, neste sentido, é uma sinalização clara do governo, por intermédio de diretrizes e políticas bem estabelecidas que venham a assegurar a continuidade deste processo. Aqui está um exemplo cabal de que a visão de longo prazo deve imperar quando se trata da constituição de uma matriz de energia elétrica. Assim sendo, a ideia de obter sempre o menor preço para a energia pode atender ao aspecto modicidade tarifária, compromete a sustentabilidade da expansão da oferta com busca na predominância das FRE. O direcionamento dos leilões de energia nova no sentido de se atingir o percentual, previamente estabelecido, de participação de cada uma das FEEs é uma das diretrizes necessárias no sentido de se alcançar a composição desejada para a matriz.

⁷⁴ Fonte: BIG – ANEEL – dados obtidos em 03/03/2012.

Além disso, para dar sustentação a oferta das FREs é preciso haver um constante olhar sobre as políticas de incentivos e dosá-las adequadamente de forma a propiciar o devido retorno ao capital, condição *sine qua non* para haver interesse da iniciativa privada em investir no setor de energia elétrica e, principalmente, nas FREs. Este é um dos elementos fundamentais para que o interesse do “capital privado” se sustente sob uma ótica de longo prazo. A distribuição destes incentivos deve estar sincronizada com a questão do montante de participação de cada FEE e servir como um dos fatores de estímulo, de maneira que se assegure a oferta adequada da FEE correspondente ao montante que se planejou ser inserido na matriz.

6.1.2. Propostas de constituição da matriz para o horizonte de longo prazo

Sob a ótica estratégica, a opção pela hidreletricidade como base para a expansão da geração de eletricidade até que seu potencial esteja próximo de se exaurir é uma alternativa promissora. Todavia, é inevitável surgir a questão: o que fazer quando o potencial desta FEE estiver próximo de se exaurir ou caso haja empecilhos de tal ordem que se inviabilize esta opção? Uma solução é incluir na elaboração das estratégias a inserção gradativa de uma FEE com características similares, principalmente sob o ponto de vista técnico, que possa substituir a hidreletricidade, garantindo assim a segurança e a confiabilidade do suprimento e a sustentabilidade do processo de expansão da oferta de energia elétrica. Esta providência também vai ao encontro do controle da composição da matriz de energia elétrica. Considerando a disponibilidade de tecnologias e opções de geração de eletricidade, atualmente e em um horizonte de médio prazo, disponíveis em escala comercial, o Brasil dispõe das fontes fósseis (GN e carvão) e a energia nuclear, FEEs que podem vir a substituir a hidreletricidade como base na expansão da geração.

Um ponto de importância capital em todo este processo é o tempo, ou como mais comumente se denomina o *timing*, quando os eventos devem acontecer. Para que uma FEE seja por outra substituída é necessário que haja uma inserção gradativa desta segunda na medida em que haja redução paulatina do percentual de participação da primeira, ou seja, deve ocorrer uma fase de transição quando haverá presença de ambas as fontes cujo papel principal é o mesmo, ou

seja, neste caso, ser a base do processo de expansão da oferta de eletricidade. É necessário um planejamento cuidadoso para efetivar esta transição. Na medida em que uma FEE cresce em participação, a outra diminui até um patamar que possa ser mantido, considerando o potencial ainda possível de ser explorado, até se esgotar ou, pelo menos, ser apenas residual. Neste momento, o crescimento da base de expansão da oferta pode ser realizado plenamente com a FEE que veio ocupando gradativamente o lugar da primeira.

A determinação de quando uma FEE deve ser mais fortemente incentivada, de maneira a impulsionar sua penetração na matriz em substituição a outra, deve ser o sinal para se fazer valer as estratégias previamente elaboradas no sentido de viabilizar e estimular a entrada desta FEE de forma mais significativa nos leilões de energia nova. Outra questão a qual requer atenção é a dosagem dos montantes de entrada da fonte substituta e da FEE que vinha sendo a base da expansão, de maneira que a transição possa ser realizada de forma consistente e segura.

6.1.2.1. A energia nuclear como base de expansão

No que se refere a energia nuclear, cuidados especiais são necessários principalmente em dois aspectos: a escolha da tecnologia e a disponibilidade de mão de obra. O Brasil possui reservas significativas e domina quase a totalidade do ciclo de prospecção e produção do combustível nuclear. É preciso manter a pesquisa e desenvolvimento nesta área para o total domínio deste ciclo e a produção do combustível em escala. Além disso, deve-se propiciar o estímulo ao crescimento da oferta de mão de obra qualificada para manter e operar as instalações das usinas nucleares. Entretanto, uma providência que deve ser priorizada é o estabelecimento da tecnologia a ser utilizada nas UTNs que serão construídas. Esta ação demanda um trabalho de pesquisa complexo, pois requer a avaliação comparativa das tecnologias disponíveis e verificação daquela que mais se adéqua às necessidades brasileiras.

A partir desta definição será possível, então, estabelecer outras ações estratégicas para estimular a formação de mão de obra especializada de forma paralela e sincronizada à inserção e gradativo aumento da participação desta FEE na matriz, que, em relação ao *timing*, deve ser

realizada nos mesmos moldes da proposta para o GN. Também é importante manter e estimular as pesquisas e desenvolvimento de técnicas no sentido de dominar plenamente, e em escala suficiente, todo o ciclo do urânio até a produção do combustível nuclear a ser utilizado na UTN. Mesma diretriz se faz necessária para o caso das opções tecnológicas de disposição dos rejeitos resultantes da operação destas UTNs. A inclusão desta FEE na matriz é, portanto, uma das que mais demanda cuidados e ações estratégicas, senão pelo número, mas pela complexidade e abrangência. Há, contudo duas vantagens importantes a salientar em relação à energia nuclear: a baixa emissão de GEE durante a fase de operação e os impactos regionais na etapa de construção.

A questão mais polêmica em relação a esta FEE é concernente aos acidentes que possam ocorrer nas usinas. Uma forma de amenizar o problema das consequências de um acidente nuclear, ainda que raro, é adotar como diretriz estratégica a instalação destas usinas em locais a distância segura dos grandes aglomerados urbanos, assunto que é tratado em normas relacionadas à energia nuclear. Sendo o Brasil um país de dimensões continentais, se comparado com aquelas nações que utilizam intensamente a energia nuclear, esta medida não apresenta restrição neste sentido.

Uma diretriz que deve fazer parte da estratégia para inserção da energia nuclear na matriz é a criação legal de reservas de terra para a construção das UTNs. Além das definições, previstas nas normas que tratam do assunto “local de instalação”, estas reservas devem ser posicionadas em áreas que estejam não muito distante de pontos de acesso à rede de operação do SIN. Existem muitos critérios, a serem seguidos para seleção do *site*, que derivam de seis critérios básicos: suprimento de água de refrigeração, população, ameaças sobre *habitats* e espécimes importantes, áreas alagadas e movimentos vibratórios do solo (EPRI, 2002). Contudo, a diretriz de se estabelecer a reserva legal da área, cumprindo os requisitos normatizados, é etapa fundamental para que as subseqüentes possam ser levadas a cabo com eficácia e eficiência.

O abastecimento da UTN não é um elemento crítico, pois a massa e o volume de combustível não é elevada e a periodicidade⁷⁵ deste abastecimento é relativamente grande. Ressalta-se que o uso da água, neste caso, é não consuntivo. Vislumbram-se boas chances de atender a estes requisitos, em especial para o caso do Brasil por três motivos: em função da grande quantidade de linhas de transmissão que cruzam o território nacional e a possibilidade de ampliação desta rede, a existência de uma vasta rede hidrográfica e a grande disponibilidade de terras. Estes cuidados ainda trazem um benefício adicional que é a diminuição dos riscos deste tipo de empreendimento, o que é elemento de estímulo à participação do capital privado, outra consideração que deve ser incluída nas diretrizes estratégicas.

6.1.2.2. A opção do Gás Natural como base de expansão

Em relação ao GN, uma das opções que pode vir a ser a base de expansão da oferta de eletricidade, não existe, até o momento da finalização deste trabalho, uma clara definição de seu potencial em função da não comprovação dos montantes das reservas do pré-sal. Apenas considerando as reservas, a produção e o consumo atuais, o Brasil é ainda dependente da importação, e em função de fatos precedentes relacionados ao principal país do qual se importa o GN, pode não parecer ser uma boa alternativa utilizá-lo como principal FEE na expansão da geração. Ocorre que as reservas do pré-sal são promissoras e assim que oficialmente comprovadas podem elevar o GN ao patamar de ser um dos principais energéticos utilizados, não somente no setor industrial, comercial e doméstico, mas principalmente nos serviços de infraestrutura, como é o caso da geração de energia elétrica.

Do ponto de vista técnico as UTE a GN são boas substitutas das UHEs, as de ciclo simples, por possuírem rapidez de resposta, tanto no que se refere à partida, como no atendimento às variações de carga, e aquelas a ciclo combinado no que se refere à operação na base. A questão relacionada ao ciclo simples precisa de atenção especial, pois, as UTE a GN com ciclo combinado propiciam maior rendimento, ou seja, maior montante de energia produzida por

⁷⁵ De acordo com a INB, a massa do elemento combustível é de 600 kg para Angra 1 e 840 kg para Angra 2 e as paradas para troca deste combustível ocorrem a cada 12 a 18 meses.

unidade de GN e conseqüentemente menor custo relativo ao combustível. Somente por intermédio de uma política energética que contemple incentivos especiais para UTEs a GN com ciclo simples seria possível tornar estas usinas viáveis de serem implantadas. É importante frisar que apenas uma parcela destas UTEs necessita ser a ciclo simples, ou seja, somente aquelas destinadas a atenderem às rampas e as pontas de carga. Para operar na base ou para atender aos patamares diários de carga as UTEs a ciclo combinado são as mais apropriadas, pois, apesar de possuírem custo de investimento mais elevado, apresentam maior rendimento e conseqüentemente menor custo total, quando se inclui a parcela correspondente ao combustível e se considera o ciclo de vida da tecnologia.

6.1.2.3. A opção do Carvão Mineral como base de expansão

Para o caso do carvão mineral, as reservas estão concentradas na região Sul e, portanto, caso se opte por ser esta a FEE para ser a base da expansão, devem-se incluir, nas políticas públicas, medidas que venham a tornar viável, sob os aspectos técnico, econômico e socioambiental, a utilização desta fonte de forma majoritária para expandir a oferta de eletricidade. Uma das diretrizes cruciais é gerar os incentivos adequados para o desenvolvimento da tecnologia CCS, pois, para o caso dos outros gases e particulados emitidos devido à queima do carvão, já existem soluções viáveis, técnica e economicamente. Considerando, sob uma ótica conservadora, que o potencial hidráulico seja suficiente para atender a base da expansão por aproximadamente mais dez anos, no mínimo, há uma coincidência interessante, pois este também é o tempo estimado para que esta tecnologia esteja comercialmente disponível e a custos competitivos.

É também importante que as medidas no nível de política energética devam dar possibilidade, ao planejamento, incluir nas suas metas, a instalação dos parques produtores de energia elétrica a partir do carvão nacional, o mais próximo possível das regiões onde se localizam as reservas. Em paralelo há que se planejar o reforço do sistema de transmissão de forma a ser possível não somente atender ao mercado regional, mas também exportar para os outros subsistemas do SIN, proporcionando ainda mais flexibilidade no que concerne a operação,

possibilitando minimizar custos e melhorar a segurança do abastecimento. Cabe salientar que a inserção desta FEE na matriz de energia elétrica em substituição à energia hidráulica deve ser realizada, sob o ponto de vista do *timing*, seguindo as mesmas diretrizes propostas para o caso do GN.

Um produto da queima do carvão de difícil disposição são as cinzas. Há, entretanto, uma solução promissora para este problema, já implementada no complexo termelétrico de Jorge Lacerda (853 MW), localizado no município de Capivari de Baixo no Estado de Santa Catarina, e que pode ser expandida para outras unidades. Trata-se da utilização destas cinzas no processo de fabricação de cimento, minimizando assim os impactos ambientais gerados por esta FEE no que concerne a este rejeito. Associado à construção das UTEs, também no nível de políticas públicas, deve-se prever o estímulo e incentivos adequados para a implantação de fábricas de cimento, insumo com elevada demanda e com tendência a acompanhar a energia elétrica no que concerne ao crescimento do mercado consumidor.

Assim, como no exemplo da UTE Jorge Lacerda, é possível, além de evitar o lançamento das cinzas no meio ambiente, propiciar maior oferta deste importante insumo e desenvolver mais uma atividade econômica na região da UTE, diversificando a economia local e gerando empregos. Além disto, conforme estudo efetuado por Silva *et al* (1999), estas cinzas tem características tais que podem ser utilizadas na composição de materiais cerâmicos abrindo assim um novo leque de opções para seu uso e uma nova forma de evitar a sua deposição no ambiente. Aliado à indústria do cimento, o incentivo à constituição deste outro ramo industrial agregado às UTEs é uma medida de ordem estratégica que permite diminuir ainda mais os impactos ambientais associados a esta FEE. Da mesma forma que a indústria do cimento, também propicia diversificação econômica e geração de empregos para a região.

6.1.2.4. A opção de compor a base da expansão com um *mix* de FEEs

Não estabelecer apenas uma fonte, mas sim uma composição de FEEs, para substituir a hidreletricidade na base da expansão da geração também pode ser uma alternativa promitente. A

definição de um grupo de FEE que virão substituir as hidrelétricas, também neste caso passa a ser uma decisão de ordem estratégica e deve ser acompanhada de ações que impulsionem e deem sustentação à decisão tomada. A composição deste grupo, ou seja, o percentual de participação de cada fonte é o passo seguinte no estabelecimento das diretrizes. Uma possível composição é aquela que contemple uma fonte prioritária e outras que operem de forma suplementar, entretanto que possam vir a atender à expansão caso problemas extemporâneos venham a trazer algum obstáculo à FEE eleita como prioritária.

Uma possível solução é direcionar a energia nuclear para ser a FEE prioritária, ficando o carvão e as UTE a GN ciclo combinado como suplementares na base da expansão. Os valores absolutos de crescimento da demanda, para o caso brasileiro, permitem que se possa manter um mercado e respectivo segmento industrial aquecidos, desde que seja adequadamente dosada a participação de cada uma destas FEE na matriz e, por conseguinte nos leilões. Nota-se que não se prescinde de haver diretrizes e políticas bem estabelecidas para que se possa efetivamente lograr êxito nesta dosagem. Para o atendimento às rampas e pontas de carga há necessidade de uma FEE que possa responder aos requisitos relacionados a estes comportamentos da carga e, neste caso, uma opção promissora é a utilização das UTEs a GN ciclo simples. Obviamente para estas últimas, em função da questão do baixo rendimento relativo e custos totais relativamente mais elevados, especial atenção deve ser dada aos incentivos para sua inserção na matriz, como já argumentado na seção onde se trata especificamente do GN.

Novamente aqui se faz necessário o cuidado de se prever, no bojo das estratégias, o estímulo à entrada das FEEs nos leilões de energia nova e, não menos importante, no *timing* correto. Os estímulos podem se traduzir em incentivos fiscais ou no direcionamento dos leilões para uma determinada fonte ou até mesmo para uma determinada tecnologia, como é o caso das UTEs a GN ciclo simples, na medida em que seja o momento apropriado à inserção de certo montante desta FEE ou desta tecnologia na matriz.

Neste aspecto é importante novamente salientar que o direcionamento dos leilões é um mecanismo ágil e de repercussão imediata, que se pode lançar mão como ferramenta no sentido

de controlar a composição da matriz permitindo rápidas correções de rumos. Os incentivos fiscais são também ferramentas que podem auxiliar esta tarefa, contudo, tanto sua implementação quanto os efeitos sobre o direcionamento da matriz, somente podem efetivamente ser percebidos em uma perspectiva de médio prazo.

A definição de um grupo de FEEs que viriam a substituir as hidrelétricas tem algumas vantagens interessantes. Uma delas é a possibilidade de manter o desenvolvimento das tecnologias relacionadas a estas FEEs uma vez que continuará a haver mercado para estas. Isto justificaria tanto a iniciativa privada quanto o governo investirem em pesquisa e desenvolvimento pertinente a estas FEEs. Outro benefício é a possibilidade de diversificação da base de expansão. Este fator propicia flexibilidade tanto para o planejamento da expansão, na elaboração dos planos e na realização dos leilões de energia, quanto para o planejamento da operação e a operação propriamente dita. Isto por que se pode lançar mão das características de cada uma das FEEs, compondo o *mix* de geração e atendendo às necessidades do SIN. Também existe uma contribuição positiva no que tange à segurança, pois uma determinada FEE pode suprir as lacunas deixadas por outra, compensando fragilidades e elevando o nível deste requisito da operação. Em se considerando a opção pelo grupo de FEEs ao invés de uma fonte fóssil, seja GN ou carvão, há ainda a proficuidade dos menores impactos ambientais, pois neste grupo estaria presente a fonte nuclear. Esta se caracteriza por apresentar níveis muito baixos de emissões e impactos, durante a operação, e de outros impactos na fase de instalação.

Não se pode perder de vista que, em paralelo ao controle da matriz, é fundamental se tomar outras medidas de ordem estratégica para que haja sustentação do processo. É imperativo elaborar políticas que possam assegurar a continuidade de formação de mão de obra para atender toda a cadeia do setor, desde a elaboração de projetos, passando pela indústria de equipamentos e construção civil, até a operação e manutenção das usinas produtoras. Este é mais um argumento que corrobora a imprescindibilidade da articulação entre os setores do governo e da sociedade. Isto para dar cabo às diversas demandas que emergem dos processos ligados à expansão da geração, em especial se para a base da expansão for adotado um grupo de FEEs, como proposto. Evidentemente a coordenação desta miríade de frentes de trabalho deve estar centralizada em

uma representação governamental de maneira a dar trânsito às questões da forma mais célere possível e com as soluções otimizadas, de forma análoga à proposição onde se discute a questão do uso múltiplo da água.

6.1.3. Propostas para outras questões que afetam a sustentabilidade do processo de expansão da oferta e a matriz de energia elétrica

Uma providência indispensável é o estudo detalhado do potencial e do fator R/P ⁷⁶ que permite determinar por quanto tempo será possível se dispor de determinada FEE, considerando uma determinada reserva existente e o valor da produção. Há indicações nos planos de médio e longo prazo, contudo não existe uma sinalização clara a este respeito. Por quanto tempo e qual o montante de participação que uma determinada FEE deve ter na matriz é tarefa de elevado nível de complexidade. Isto em função de existir uma série de fatores de influência que vão desde o potencial e a própria relação R/P , passando pelos avanços tecnológicos até as questões de cunho socioambiental. Todavia, o conhecimento desta relação torna-se importante na medida em que se proponha a construção de uma matriz de energia elétrica com a perspectiva do longo prazo e a sustentabilidade no processo de expansão da oferta.

Outra ação que pode ser implementada, até mesmo em curto prazo, é a realização dos leilões de energia em datas que permitam que os empreendimentos sejam construídos, de fato, dentro dos prazos A-3 e A-5. Atualmente os leilões são realizados no decorrer do ano A-3 ou A-5 o que penaliza os empreendedores, pois os meses que se passaram, no ano em questão, são meses a menos no cronograma dos projetos. Esta é uma das causas que muitas vezes leva a atrasos na entrega para operação dos projetos e eleva os custos destes, o que é prejudicial para o processo de planejamento da operação e a operação propriamente dita, com repercussões negativas no aspecto modicidade tarifária.

⁷⁶ R/P é a relação entre as reservas existentes e a produção sendo que sua unidade normalmente é dada em anos.

O motivo da elevação dos custos é que os investidores já embutem nos custos totais esta questão, seja subestimando o tempo em que a usina irá produzir energia, seja elevando a taxa de retorno do projeto. No que se refere às repercussões no planejamento e operação pode ser a necessidade de despacho das fontes fósseis, objetivando suprir a ausência do montante de energia que deveria estar disponível em determinada data para o SIN. Ou seja, o atraso na entrada em operação dos montantes planejados de geração leva a necessidade de se despachar, principalmente nos períodos mais críticos (indisponibilidades, picos inesperados de demanda, situações especiais devido influência climática, etc.), UTEs com CVU elevado, aquelas que deveriam ser somente postas a gerar em caso de extrema urgência, gerando custos adicionais para o consumidor que poderiam ser evitados com realização dos leilões em datas adequadas.

Atualmente não se verifica uma isonomia de incentivos para as FEEs, principalmente para as FREs, como mencionado no Capítulo 3. Um exemplo importante a ser citado é o paralelo entre as eólicas e as PCHs. Enquanto a primeira FEE possui incentivos fiscais que permitem o barateamento do projeto, as segundas não contam com tal benefício. Uma providência que pode ser viabilizada a curto e médio prazo é estabelecer uma isonomia de incentivos de tal forma que a participação de todas FEEs, principalmente as FREs, seja competitiva. Esta providência vai ao encontro da necessidade do controle sobre a inserção das FEEs e conseqüentemente da constituição da matriz. Além disso, conseqüências indesejáveis podem surgir, como por exemplo, a estagnação e decadência de toda a cadeia industrial ligada a determinada FEE. No caso específico da PCH este fator se potencializa, pois é uma cadeia que, além de estar bem estabelecida, conta com elevados índices de nacionalização associados. Isto seria danoso ao país, pois representaria um retrocesso com sequelas negativas, tanto no aspecto independência energética, quanto no desenvolvimento econômico e social.

Outro assunto que carece ser reavaliado é o problema relacionado às ICGs. O que existe atualmente em relação a esta questão não atende satisfatoriamente, como foi apresentado em mais detalhes no Capítulo 3. No ano de 2012 ocorreram atrasos na entrega de algumas destas instalações prejudicando o cronograma de efetiva entrada em operação das usinas que destas instalações dependem para escoar a energia produzida. O problema é que os agentes de geração

devem ser remunerados de qualquer forma. O consumidor arcará com o custo desta energia, sem tê-la efetivamente disponível no SIN. Segundo uma matéria (JORNAL DA ENERGIA, 2012) o valor associado atinge a cifra de R\$377 milhões. Uma possível solução, que poderia evitar problemas deste tipo, é integrar o projeto e construção da ICG com as usinas que se conectarão a ela e delegar a responsabilidade de construção desta instalação para os empreendedores ligados às usinas que se beneficiarão da ICG.

Depois de concluída a construção e realizado o comissionamento, a ICG deve ser doada para a empresa proprietária do respectivo acesso à rede básica, a qual fica, a partir de então, responsável pela operação e manutenção desta, sendo remunerada por intermédio de uma RAP, nos mesmos moldes do que já se pratica para acesso à rede básica por consumidores livres. Um cuidado especial, por parte do órgão de planejamento, é prever a capacidade desta ICG com folga suficiente ou com possibilidade de reforços, de forma a prover conexão a outros empreendimentos futuros, com potencial de serem efetivados na região onde esta estiver localizada. É importante também definir que as empresas envolvidas constituam uma SPE a qual se responsabilizará pela construção e entrega para operação da ICG. Esta SPE será extinta quando da conclusão da ICG. Os critérios da divisão do aporte de capital para a SPE devem estar atrelados ao montante de energia contratado das respectivas usinas que desta ICG se beneficiarão. Deve ainda ser liberada a entrada em operação das usinas em questão somente se a respectiva ICG estiver também liberada, assim como a conexão da usina até a ICG e desta até a rede básica. A parte do capital destinado a SPE e suficiente para a conclusão da ICG deve estar já contemplada no aporte das garantias para a participação dos leilões.

6.1.4. Síntese do capítulo

Neste capítulo buscou-se apresentar propostas de diretrizes e seus desdobramentos em políticas públicas que possam dar impulso aos objetivos e metas estratégicas de maneira a viabilizar a construção de uma matriz de energia elétrica sustentável. Esta matriz sendo resultado de um processo de expansão da oferta com observância do foco na segurança do suprimento, na perspectiva de longo prazo e sistêmica (englobando planejamento da expansão e da operação e a

própria operação) e pautada pelo equilíbrio entre as dimensões técnica, econômica e socioambiental. No próximo capítulo serão apresentadas as conclusões finais assim como sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 7

Conclusões

A aplicação do conceito da visão estratégica, sistêmica e de longo prazo, na elaboração de diretrizes e políticas públicas é imprescindível para que se atinjam os objetivos definidos e se obtenha sustentabilidade nos processos associados. Contudo, observa-se algumas dificuldades na sua efetiva aplicação em praticamente todos os setores econômicos, sociais ou de governo, que deste conceito lançam mão para definição dos rumos de um processo, negócio ou de uma nação. A causa maior esta relacionada ao fato das questões que emergem, no transcorrer da elaboração das diretrizes estratégicas e políticas, vêm se revestindo de uma crescente complexidade relacional entre as variáveis de entrada e os respectivos resultados. Estas questões deixaram de estar restritas somente às áreas do conhecimento a que, originalmente, pertencem e passaram a exigir uma abordagem multidisciplinar, a consideração de perspectivas múltiplas e o que é mais importante, a visão sistêmica. Assim sendo, a polarização em favor de determinada perspectiva é nociva para o bom termo e solução dos problemas. Não é mais possível atender a interesses específicos de forma segmentada. O objetivo maior deve ser a superação dos obstáculos por intermédio do equilíbrio na consideração dos aspectos envolvidos.

A problemática da expansão da geração, assim como da transmissão e da distribuição de energia elétrica não foge a esta tendência. Polarizações em qualquer sentido, seja ele econômico, técnico ou socioambiental, contribuem de forma negativa para a melhor solução. Não é possível gerar energia elétrica sem impactos ambientais. Outrossim, não será possível adotar a melhor opção tecnológica disponível e tampouco será viável a opção com o menor custo dentre todas. A busca do ponto ótimo, sem polarizações e sem parcialidade, seja em qualquer dos aspectos envolvidos, deve ser a premissa básica. Em muitos casos será necessário algum "sacrifício" de um aspecto para que a solução ótima seja conseguida. É importante ressaltar que "sacrifícios"

imediatos ou localizados podem significar ganhos futuros ou globais, quando se observa a perspectiva de longo prazo e se busca uma visão holística para o problema. O contrário também é verdadeiro, ou seja, a ótica do imediatismo ou da irredutibilidade pode significar perdas irreparáveis no futuro. Assim, abrir-se mão do menor impacto socioambiental, ou do menor custo, ou da melhor opção tecnológica é, na maioria das vezes, necessário para que se logre sucesso na sustentabilidade no processo de expansão do parque gerador e transmissor de eletricidade.

As questões ambientais passaram por avanços sem paralelo, entretanto, não há como eliminar totalmente as interferências, no meio ambiente, causadas pela geração de energia elétrica, seja qual fonte for utilizada, principalmente quando se considerada a escala de produção que o Brasil demanda. Uma política energética com “zero” de impacto ambiental não é possível de ser implementada. Na medida em que se aproxima deste “zero”, os custos crescem numa relação exponencial. É preciso debater amplamente esta questão de forma que a sociedade possa estar bem informada e avaliar o balanço que se deve dar a esta questão, ou seja, quanto se quer “pagar” pela aproximação do “impacto zero”, seja este custo estritamente econômico ou em termos de segurança no suprimento.

Decidir sobre o uso de uma ou outra FEE significa renunciar a um ou outro aspecto característico daquela que não será utilizada ou que terá reduzida a sua participação. Os impactos causados pelas FREs podem ser, se bem avaliados sob a ótica de todo o ciclo de vida, tão relevantes quanto aqueles derivados das fontes convencionais, principalmente se for considerada sua expansão em larga escala como requer o crescimento da demanda brasileira. Todas as FEEs podem ter seu espaço na matriz de energia elétrica, desde que a decisão sobre as escolhas considere todos os aspectos os quais envolvem sua aplicação. Além disso, é imprescindível ser adotada uma visão sistêmica, holística e de longo prazo. Sob esta ótica, poucas serão as FEEs que devem ser postas de lado nos estudos e tampouco deixadas de ser contempladas como potencial energético para produção de eletricidade.

Neste sentido, a utilização de ferramentas, que possam dar apoio à decisão, minimizam a subjetividade, característica comum aos processos decisórios complexos, como é o caso nesta situação, sendo os métodos de decisão multicritério vias promissoras. Além de possibilitarem a análise de sensibilidade, permitem a simulação tendências futuras, ambos importantes elementos de suporte para os processos de elaboração das diretrizes, políticas, no planejamento em si e na construção de uma matriz de energia elétrica de fato. A análise aqui realizada, baseada em um dos métodos de decisão multicritério, cujo objetivo foi de ordenar as alternativas tecnológicas com base nas opções que o Brasil dispõe para produção de eletricidade, agrega valor em dois aspectos fundamentais. Em primeiro lugar, pelos próprios resultados obtidos e desta forma poder servir como norteador na elaboração das diretrizes e políticas energéticas nesta tese propostas. Em segundo lugar, mesmo levando em conta que outros critérios poderiam compor o *set*, deve-se considerar que as constatações, baseadas nos resultados das simulações, tanto concernente ao estudo de tendências para cenários futuros, como à variação dos pesos dos critérios, indicam, de forma coerente, que, dependendo da diretriz ou política adotada, determinados efeitos associados são obtidos. Isto pode ser confirmado observando-se, por exemplo, o caso dos investimentos nas tecnologias CCS para as fontes fósseis e das tecnologias de armazenamento para as FEBS.

As FEBS não devem ser classificadas, de forma estrita, como fontes alternativas. Sua correta designação seria “fontes complementares”. Isto por que não podem substituir de forma direta e completa as FEE com disponibilidade da fonte primária em montante e no tempo em que dela se necessitar. Exemplos destas últimas são: a hidreletricidade, a termoeletricidade baseada em combustíveis fósseis e a fonte nuclear. As FEBS podem vir a complementar a oferta de energia elétrica e permitir a diversificação da matriz, assim como a estimular o desenvolvimento de novas tecnologias que possam enriquecer ainda mais o cabedal do setor elétrico brasileiro permitindo maior flexibilidade na composição do *mix* de geração de eletricidade. Igualmente, elevam a segurança e a confiabilidade do suprimento, se bem planejada a sua inserção, e contribuem para a questão da independência energética. Desta forma, a composição da matriz elétrica quando pensada na etapa estratégica, na fase de elaboração de diretrizes e políticas, ou seja, nos horizontes de longo prazo, deve contemplar estes elementos.

Com o nível de inserção atual, relativamente pequeno, das FEBS as repercussões decorrentes são ainda de pouca relevância. Entretanto, é imprescindível que se articule, o mais brevemente possível, providências no sentido de estabelecer ações, no nível de políticas públicas, de maneira a estimular e facilitar a expansão da geração com base em hidrelétricas, a fonte que se mostrou o melhor desempenho na análise realizada neste trabalho. Observa-se o desejo dos setores de planejamento e do próprio governo neste sentido. Contudo, não se nota a articulação necessária para lograr êxito nesta tarefa. Quando os níveis de penetração das FEBS atingirem montantes mais expressivos, caso não se tenha uma correspondente presença de hidrelétricas, especialmente aquelas com reservatório, objetivando atenuar ou compensar a variabilidade de geração das FEBS, a intensificação no despacho de UTEs será inevitável. Esta necessidade pode levar a problemas ambientais muito mais graves do que aqueles atribuídos aos reservatórios das UHEs. Além disto, haverá repercussão nos custos de operação, que tenderão a ser mais elevados, levando, no longo prazo, ao encarecimento da energia elétrica para o consumidor final. Ademais, onerará os setores produtivos brasileiros, impactando negativamente na sua competitividade, já atualmente abalada pela concorrência internacional. Este ônus acarretará custos de produção mais elevados e, por conseguinte, requererá alta de preços dos produtos e serviços ou até mesmo tornará inviáveis muitos negócios.

Sob o ponto de vista técnico as UHEs podem operar na base, suprir os patamares diários de carga, atender às variações previstas e extemporâneas de carga, além de poder atender às “pontas de carga”. Para maximizar os benefícios, sob o ponto de vista do SIN, as UHEs devem estar associadas ao respectivo reservatório, nos projetos que assim for possível. Os reservatórios permitem níveis de flexibilidade, do ponto de vista do despacho de geração, que nenhuma outra FRE oferece. Podem assumir o papel de armazenamento virtual e operar de forma complementar com as fontes que apresentam flutuação na produção, como a eólica e a solar. No caso da sazonalidade da biomassa, estes reservatórios também apresentam complementaridade natural, devido ao período úmido coincidir com a entressafra da cana-de-açúcar, principal origem da biomassa utilizada na geração de eletricidade, e o período seco corresponder ao topo da produção.

Em função do processo extremamente rigoroso de licenciamento ambiental pelo qual os projetos de UHEs necessitam passar e devido às medidas compensatórias exigidas para a liberação das licenças ambientais, estes empreendimentos acabam por trazer inúmeros benefícios à região onde são instalados. Estes benefícios se materializam por meio das citadas medidas compensatórias, providências mitigadoras, programas socioambientais e empregos diretos e indiretos gerados. Além disto, existem ainda os recursos diretos oriundos da CFURH e indiretos trazidos pela exploração do lago, por aplicação do conceito do uso múltiplo da água, como turismo e lazer ou ainda por intermédio da possibilidade de irrigação de culturas agrícolas, permitindo aumento da produtividade e da qualidade desta atividade. Os locais onde estes projetos são desenvolvidos, no princípio, podem passar por dificuldades, como os problemas clássicos nos serviços de infraestrutura devido a um aumento repentino na demanda por estes serviços na fase de construção. Entretanto, além destes problemas serem transitórios, o aumento, mesmo que emergencial, na disponibilidade da infraestrutura, pode permanecer para uso da população residente e daquela que se fixará no local, permitindo até mesmo uma sobreoferta destes serviços quando a etapa de construção se findar, o que é também um aspecto positivo para a sociedade envolvida.

De forma análoga, ocorre que o legado positivo deixado por uma UHE a uma região é perene. São benefícios duradouros e sustentáveis, pois, são medidas estabelecidas com base em extensos e profundos estudos de impacto socioambiental. Vão muito além das reparações obrigatórias devido aos danos causados, inevitáveis a qualquer estrutura de produção de energia ou qualquer outra atividade econômica. Não são apenas medidas, mas programas socioambientais que além de trazer proteção e benefícios para os ecossistemas circundantes propiciam, à sociedade atingida direta e indiretamente pelo empreendimento, importantes avanços sociais e incremento nas instalações de serviços públicos. Além disso, há o estímulo à criação de programas de integração regional, elevação da receita dos municípios cingidos pelo lago e pelo projeto, trazendo melhoria na qualidade de vida para toda população regional. Salienta-se que muitos problemas e carências pré-existentes e cuja responsabilidade seria de alçada das esferas de governo local, estadual e federal, são resolvidos por meio da inclusão da exigência de

investimentos por parte da obra de uma UHE. Ademais, o fato da área ocupada pelo reservatório tomar parte das terras dos municípios muitas vezes é visto como aspecto negativo, todavia, os recursos que advêm desta ocupação são duradouros e consideráveis (CFURH e *royalties*). Não se pode esquecer que qualquer atividade econômica exige o uso da terra para que possa ser instalada, de uma forma ou de outra. O que falta nesta complicada equação de inúmeras variáveis é o entendimento de que para qualquer alternativa que se opte, haverá sempre custos a arcar, sejam ambientais, econômicos ou sociais.

As metas de redução de emissão de CO₂ estipuladas por decreto lei⁷⁷ e os problemas de licenciamento pelos quais vem passando os projetos de UHEs restringem ainda mais as opções para a expansão de geração e abastecimento do mercado de energia elétrica dentro de padrões de segurança e confiabilidade e respeitando os limites técnico e econômico. Não é possível expandir a oferta de energia elétrica somente com as FEBS devido às vulnerabilidades apresentadas por estas, notadamente no aspecto técnico. As soluções de armazenamento de energia emergem como uma via promissora e a utilização do recurso da energia armazenada nos reservatórios de acumulação das UHEs emerge como uma alternativa que permite mitigar estas vulnerabilidades. Ampliar a capacidade de regularização e armazenamento do SIN, além de contribuir para a solução deste problema, permite manter e até mesmo intensificar outra utilidade importante para os reservatórios: aquela que se refere à viabilização do intercâmbio de energia entre regiões brasileiras. Este importante mecanismo, sem paralelo no mundo em alcance e abrangência, permite maximizar o uso dos recursos hídricos de praticamente todo o território nacional na produção de eletricidade.

A dificuldade em se construir UHEs com reservatórios de acumulação vem crescendo atualmente, os obstáculos se avolumam e, se nada for efetivamente feito no sentido de corrigir este problema, esta via promissora vai ficar cada vez mais distante. O que não se pode perder de vista é que a demanda e o consumo devem ser atendidos com total segurança e confiabilidade, sob pena de afetar negativamente o crescimento econômico com consequências negativas de complexa reversão. UHEs a fio d'água, como tem sido a tônica dos empreendimentos projetados,

⁷⁷ Decreto nº 7.390, de 9/12/2010.

apresentam vantagens sobre outras formas de produção de energia elétrica, todavia, levam a menor eficiência hidráulica do aproveitamento. Em consequência sua energia firme e garantia física ficam limitadas. Desta forma, outras usinas deverão ser construídas para atender à expansão desta demanda e do consumo, caso contrário seria comprometida a segurança no abastecimento, pois o que é considerado efetivamente para o mercado é a garantia física. Isto implica em outros canteiros de obras, outras regiões sendo explorados e certamente, impactos ambientais associados.

Não se pode furta ao fato de que os custos envolvidos também sofrerão impactos. UHEs com capacidade de regularização, e conseqüentemente energia firme e garantia física ampliada em relação a um mesmo projeto a fio d'água, podem evitar a necessidade de outras UHEs ou, o que é ainda melhor, outras formas de geração mais impactantes tal como as UTEs a combustíveis fósseis. Ao se planejar uma UHE a fio d'água não se está garantindo, para todos os casos e situações, resultados melhores sob a perspectiva dos impactos ambientais e tampouco dos custos de produção.

Outro elemento importante no bojo das políticas de incentivos para as UHEs é aquele concernente aos investimentos. Para que os empreendimentos tornem-se atrativos à iniciativa privada são necessárias medidas consistentes e duradouras. A ação pode ser viabilizada através da redução de incertezas regulatórias e ambientais para que haja possibilidade de investidores, nacionais e estrangeiros, sentirem-se seguros a aplicarem seu capital na implantação de empreendimentos hídricos de geração. Ainda, como forma de redução das incertezas, pode-se utilizar das concessionárias federais como instrumento de alinhamento político para a implantação dos planos de expansão gerados pela EPE. Em parte isto já vem sendo feito por intermédio das parcerias entre estatais e empresas privadas constituindo SPEs. Entretanto é preciso haver diretrizes claras e bem estabelecidas neste sentido, além de políticas e regulamentação consistentes.

Países desenvolvidos vêm incrementando a participação de outras fontes renováveis na sua matriz. Entretanto, é importante salientar que isto, mais do que a preocupação com o meio

ambiente, é, para estes países, uma necessidade premente. O potencial hidráulico, já intensivamente explorado na maioria destes países, onde ele existe em montante significativo, encontra-se praticamente esgotado. A energia nuclear apresenta o inconveniente da destinação de seus rejeitos. As fontes fósseis o senão, a médio prazo ainda sem solução, da emissão de CO₂ e outros gases danosos ao meio ambiente. O desenvolvimento da energia eólica, solar e outras FREs surgem como uma das poucas soluções.

O problema dos países desenvolvidos não é o problema do Brasil. O panorama é completamente diferente. Assim sendo, é preciso construir a matriz de energia elétrica, acima de tudo, de acordo com as necessidades e os interesses nacionais. As opções devem ser orientadas para o que é melhor para esta sociedade, principalmente sob os aspectos da segurança energética e desenvolvimento socioeconômico, evidentemente sem perder de vista a questão ambiental, enquadrando cada um destes aspectos dentro de sua devida importância, deixando de lado polarizações e exacerbações sem fundamentação.

A energia nuclear, vista como uma possível solução para servir de base na expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, ainda enfrenta resistência dos setores ligados ao meio ambiente, tanto devido aos rejeitos resultantes os quais necessitam cuidados especiais no que se refere à sua guarda e futuro descarte, como também à própria segurança das instalações. Problema que potencializa os obstáculos já enfrentados por esta fonte foram as repercussões decorrentes do acidente recente envolvendo usinas nucleares no Japão originados por um abalo sísmico, ocorrido em março de 2011. Mais uma vez deve-se contextualizar a questão, pois, os problemas enfrentados pelo Japão e outros países que utilizam energia nuclear são completamente diferentes daqueles a serem considerados no Brasil.

As UTNs apresentam algumas vantagens importantes e candidata a substituir as UHEs tanto como base da expansão da oferta, quanto na geração de base. As emissões de GEE de uma UTN são baixíssimas e os demais impactos ambientais, a menos dos rejeitos, também são pequenos. Além disto, tem grande flexibilidade no que diz respeito aos locais de instalação. O Brasil possui reservas consideráveis de urânio, com possibilidade de ampliá-las

significativamente mediante intensificação da prospecção. Há domínio de praticamente toda a cadeia de produção do combustível nuclear, o que confere à nação uma importante independência neste aspecto. Assim sendo, há que se definir políticas que possam impulsionar a inclusão desta FEE na matriz de energia elétrica de forma definitiva. Talvez a mais importante e premente seja a definição da tecnologia a ser adotada nas usinas, elemento crítico para dar prosseguimento a um verdadeiro programa nuclear brasileiro.

A conservação de energia é de importância fundamental. Deve ser estimulada, incentivada, disseminada. É inegável sua contribuição tanto no aspecto dos custos da energia elétrica como dos impactos ambientais. Contudo, um cuidado especial a ser tomado é esclarecer amplamente a sociedade de que não é possível sustentar o crescimento da demanda, ligada ao desenvolvimento econômico e social, somente com conservação de energia. A expansão da geração é indispensável. É fato haver situações em que não se pode aplicar a conservação de energia. Exemplo cabal é o que se refere à carência apresentada por parcela considerável da população brasileira de bens básicos como geladeiras e máquinas de lavar roupa. Como aplicar a conservação de energia para famílias que sequer possuem estes itens básicos oferecidos pelo conforto da vida moderna e dos quais que ninguém abre mão? Assim, é imperativo incentivar a conservação de energia onde seja possível, estabelecendo políticas consistentes neste sentido, mas também é imprescindível promover a expansão da oferta de energia elétrica de maneira a prover segurança e confiabilidade ao suprimento de energia elétrica para que o desenvolvimento do país possa se manter contínuo e sustentado.

A questão da diversificação da matriz elétrica, com a inclusão de outras FREs, além da hidráulica, é necessária e indiscutível. O que se deve abominar é a falácia de que, da mesma forma que a hidreletricidade, estas outras FREs apresentam somente benefícios. As FEBS, por exemplo, têm vantagens evidentes se considerarmos somente os aspectos ambientais, contudo é importante lembrar que ainda não há estudos conclusivos sobre os impactos ambientais considerando estas fontes presentes em larga escala no *mix* de produção de eletricidade. Seria um disparate pensar nas consequências que enormes parques eólicos cobrindo vastas regiões da superfície da Terra poderiam afetar o regime de ventos do planeta, ou pelo menos de uma

determinada região? Poder-se-ia imaginar os impactos que isto poderia provocar no bioma terrestre? Os lençóis freáticos e os mananciais de água estariam incólumes frente a uma expansão em elevada escala das culturas destinadas a produzir biomassa para a geração de energia elétrica? A cobertura de extensas áreas da superfície terrestre com painéis solares não provocaria interferência no clima da região onde estiverem instalados, devido aos raios solares não atingirem o solo em vastas superfícies? Questões como estas carecem de investigação científica mais aprofundada e por certo as respostas trarão mais argumentos para um debate bem fundamentado sobre os prós e contras destas FREs. Além disso, há outras questões de ordem técnica, relacionadas às FREs, em especial às fontes eólica e solar, que também demandam pesquisa e desenvolvimento de forma a prover um ferramental adequado para a análise bem estruturada sobre as consequências de sua inserção na matriz.

Nota-se uma carência no que se refere à clara definição de uma matriz de energia elétrica nos horizontes dos planos elaborados pelo governo, seja no PNE ou no PDE. Aparentemente o que se realiza é o planejamento por “tendências”, ou seja, os órgãos responsáveis pelo planejamento seguem linhas gerais que são alteradas de acordo com a movimentação observada na sociedade, muitas vezes levada por interesses questionáveis, sem uma política de longo prazo, sustentada em fundamentos pouco susceptíveis às mudanças conjunturais. As correções de rumo são naturais em qualquer processo clássico de planejamento, em qualquer área, porém, são ajustes em metas e planos de ação, necessárias em função de mudanças de ambiente, evoluções tecnológicas ou até mesmo devido a influências de ordem econômica ou social.

O que não deve ocorrer, a menos de fatores extremamente críticos e de ordem estrutural, são as mudanças drásticas das diretrizes estratégicas. Mudanças constantes nestes elementos levam a instabilidades não somente ao próprio setor elétrico como nos setores relacionados, além de promover insegurança nos agentes envolvidos, uma vez que estes também necessitam criar suas próprias estratégias, desdobradas em objetivos e metas, estratégias estas inexoravelmente atreladas às estratégias governamentais. Mudanças nas diretrizes devem ser exceção. Os objetivos estratégicos precisam ser pouco mutáveis, metas e planos de ação, sim devem ser adaptados a questões conjunturais.

A estratégia deve, ainda, perpassar governos e não sofrer alterações em função de pressões de ordem política, social ou econômica que não justifiquem a mudança de rumo. Ou seja, a idéia é possuir objetivos gerais, mais sólidos, pouco mutáveis, os quais se prestam como indicadores de rumo. Baseados nestes, deve-se elaborar metas e planos de ação mais maleáveis que possam ser direcionados de forma a se lograr êxito nos objetivos traçados. Apesar de haver iniciativas de ordem política, no que se refere às diversas fontes de energia elétrica disponíveis, não há evidências que exista um plano de governo, em elevado nível estratégico, neste sentido. Também não existe um sistema de acompanhamento que permita verificar se as diretrizes estão sendo de fato seguidas, em que medida e até mesmo se estas estão tendo a eficácia e eficiência desejáveis. Antes disto, não são diretrizes integradas, ou seja, não concorrem para o alcance de objetivos maiores, estabelecidos em função de uma missão abrangente e que abarque em seu bojo uma perspectiva sistêmica, de longo prazo, orientada para a segurança no suprimento e considerando um equilíbrio entre os aspectos técnicos, econômicos e socioambientais, de maneira a alcançar a sustentabilidade.

O Brasil apresenta uma lacuna no que se refere à projeção de uma matriz de energia elétrica de fato. Não há a constituição de um planejamento estratégico de forma completa, ou seja, não somente indicando rumos, mas também propiciando o acompanhamento destes e ainda mais, propondo ações corretivas em função de desvios indesejados ou ajustes necessários devido à interferências externas de ordem econômica, social ou tecnológica. Não se tem um planejamento da matriz de energia elétrica, mas tão somente uma constatação do que ocorreu no passado. Considerando o horizonte dos estudos de projeções, é imprescindível a existência de mecanismos de acompanhamento e controle, não somente projeções. O modelo carece de uma proposta que integre as fases clássicas do planejamento estratégico, ou seja, planejar, executar, verificar e agir (PDCA em Inglês).

É cabal e evidente que o Estado não possui condições de suprir de forma suficiente, com a eficácia e eficiência requeridas, as necessidades de expansão do setor elétrico. A presença da

iniciativa privada se faz necessária na medida em que se anseia pela garantia do suprimento com segurança, modicidade e na abrangência requerida, pilares do modelo em vigência. Assim sendo, também não se pode ignorar o aspecto rentabilidade e os interesses dos *stakeholders*⁷⁸ ao se planejar e implementar os projetos, sob pena de afugentar o capital privado e colocar em risco o processo de expansão. É fundamental salientar-se que não há somente a opção radical de ganhos de determinadores setores sob perdas de outros, ou seja, não é uma questão em que o meio ambiente e sociedade local devam perder para que a sociedade brasileira venha a ganhar. Assim como o inverso também não deve acontecer. Também não é uma questão onde os investidores privados devem ganhar em detrimento da sociedade. Pode-se aqui ser aplicado o conceito do “ganha-ganha”, ou seja, com ganhos menores, todos os envolvidos podem obter benefícios.

A erradicação da miséria, a melhoria no padrão de distribuição de renda, o incremento na oferta de emprego, as oportunidades de novos investimentos produtivos e muitas outras questões socioeconômicas que permeiam o trajeto rumo a uma sociedade mais justa, passam pela capacidade de gerar energia elétrica de forma segura e confiável. Ademais, é fundamental o estabelecimento de um processo de expansão da geração sustentável ao se considerar as dimensões técnica, socioambiental e econômica. Neste sentido o balanço entre a expansão da oferta de eletricidade e a preservação ambiental emergem com uma questão capital. Forçar o braço desta balança para o lado do meio ambiente pode inviabilizar investimentos cujas repercussões, devido à intrincada rede de inter-relações dentre os fatores de influência e as consequências, podem vir a trazer impactos ainda mais negativos. Da mesma forma, não há que se submeter à decisão a um viés meramente técnico-econômico, sob pena de também provocar distorções as quais poderão levar a custos ainda mais elevados e exigindo soluções tecnológicas adicionais. A moderação tanto da parte dos defensores do meio-ambiente quanto daqueles mais propensos a observar aspectos técnico-econômicos, aqui se apresenta como a melhor alternativa. O que se tem a ganhar neste sentido é a flexibilidade de uma matriz de energia elétrica rica em

⁷⁸ Palavra sem equivalente em Português, com a devida abrangência de aceção, que significa todas as pessoas que são interessadas e afetadas pelas ações considerando uma determinada organização ou grupo. Para o caso em questão trata-se de uma extensa gama de pessoas e entidades, podendo-se destacar, todos os consumidores de energia elétrica e os contribuintes brasileiros, de uma forma mais geral, assim como os investidores, bancos e empresas representados na figura de seus proprietários e acionistas.

diversidade, maciça em fontes renováveis, sustentável, e que não se afasta do requisito essencial de um sistema de suprimento: a segurança e a confiabilidade de atendimento à carga.

Sugestões para trabalhos futuros

As dificuldades enfrentadas pelo planejamento do setor elétrico, como visto, são inúmeras e complexas. São questões que permeiam todo o processo, desde a projeção da demanda até a indicação das alternativas de suprimento. O viés ambiental apresenta-se como força cada vez mais proeminente e seu fator de ponderação nas decisões do planejamento é crescente. É importante salientar a posição de destaque do Brasil no âmbito mundial no que se refere à emissão de GEE oriundos do setor de energia e principalmente do setor elétrico. Nesta ótica, um estudo detalhado com a valoração das externalidades ambientais, apesar dos problemas que uma valoração neste aspecto apresenta, de todas as FEEs, alçadas à categoria de opções para inserção na matriz, vai ao encontro das necessidades do planejador, de forma que, fundamentado por informações confiáveis, possa decidir e justificar sua escolha, e considerar o aspecto da viabilidade técnica, econômica e socioambiental. Há ainda carência de estudos sólidos nesta área, a exemplo da quantificação dos GEE emitidos pelos reservatórios das UHE.

A utilização de outro *set* de critérios, diferentes dos adotados nesta tese, é trabalho de relevante significado, assim como a utilização de outros métodos de análise multicritério utilizando o mesmo *set* de critérios. Outra possibilidade é buscar a valoração de critérios com base na *expertise* de especialistas brasileiros. Ambas são pesquisas que permitem realizar uma comparação com a metodologia aqui utilizada e enriquecer o debate em torno das possibilidades tecnológicas para produção de energia elétrica utilizando os recursos que o Brasil dispõe.

Avaliar o impacto do carro elétrico assim como da geração distribuída baseada na eletricidade produzida a partir de pequenas unidades de painéis fotovoltaicos, mais especificamente localizados nos telhados de residências, prédios comerciais e industriais, é um trabalho de interesse para o setor. Os impactos podem ir desde a necessidade de regulamentação adicional até a necessidade de desenvolvimento de sistemas de armazenamento eficazes, viáveis

economicamente e que não provoquem danos significativos no meio ambiente. Também pode haver impactos relacionados à qualidade da energia elétrica, em especial nas regiões onde a densidade de projetos deste tipo seja elevada.

Outro trabalho de interesse é realizar uma avaliação qualitativa da potência instalada e garantia física que se necessita para servir de *backup* a um determinado montante de energia elétrica produzida a partir de FREs que possuam característica de intermitência, de forma a manter o suprimento à carga em determinado nível de segurança. Da mesma forma, estimar qual seria o impacto em termos de emissões de GEE ou de impactos ambientais de uma forma mais ampla para estas situações, caso esta geração de *backup* não for implementada.

A pesquisa e prospecção de um futuro distante é importante para que o país não se veja surpreendido por “gargalos”, sejam de ordem tecnológica, econômica ou socioambiental. Um exemplo de questão importante a ser respondida é quando se deve começar a investigar e promover o desenvolvimento de outra fonte que possa ser a base da expansão da geração, além daquelas já discutidas neste trabalho? Valem lembrar que uma das características necessárias para tal função (base da expansão) é possuir características similares ou superiores aquelas que atualmente podem ser candidatas. As políticas de incentivo às ações de pesquisa e desenvolvimento devem prever a antecedência adequada da entrada em processo de viabilidade técnica e comercial, orientando-se pela perspectiva de esgotamento do potencial das opções atualmente disponíveis, tais como hidreletricidade e fontes fósseis. Desta forma, traçar diretrizes antevendo estas demandas é importante, na medida em que se pode detectar a necessidade de ações já no horizonte do médio prazo.

Uma fonte ainda pouco estudada, mas, que para o horizonte longo prazo deve ser cuidadosamente considerada, é a produção de energia elétrica a partir da fusão nuclear. Trata-se de uma forma de geração praticamente isenta de qualquer impacto ambiental e com enorme disponibilidade da fonte primária de energia. Os reatores a fusão nuclear, atualmente existentes, estão em estágio experimental e a tecnologia ainda tem complexos problemas a serem resolvidos

até poder ser técnica e comercialmente viável. Contudo há projetos, como é o caso do ITER⁷⁹, os quais se encontram em franco desenvolvimento e apresentando avanços significativos. Segundo Galvão (2011)⁸⁰, espera-se que em 2050 exista a possibilidade da produção de energia elétrica em larga escala e a custos competitivos, a partir desta fonte de energia, cujo potencial estimado é suficiente para atender à demanda de energia do nosso planeta por cerca de 1.000 anos. Como já mencionado, há necessidade de se avaliar a necessidade de se estabelecer políticas de incentivo à participação de cientistas e engenheiros brasileiros neste projeto de forma que, quando o mesmo estiver em estágio comercial, o Brasil possa lançar mão desta promissora tecnologia. Embora ações neste sentido já tenham sido tomadas, resta estabelecer, assim como proposto para outros casos discutidos neste trabalho, diretrizes e políticas sólidas neste sentido e uma sugestão de trabalho seria, além estudar mais profundamente esta fonte, considerando as óticas aqui adotadas (técnica, econômica e socioambiental), também definir quais seriam estas diretrizes e políticas, nos moldes como foi realizado neste trabalho para as fontes atualmente disponíveis.

Outro trabalho que trará grande contribuição para o tema “matriz de energia elétrica” é a quantificação da influência da construção de UHEs a fio d’água versus UHE com reservatório no custo da produção de energia elétrica à luz da relação entre a capacidade de regularização de uma UHE e o valor de sua energia assegurada. Este problema pode ser estendido para a influência da construção de uma UHE com reservatório no custo da eletricidade produzida por todas as usinas a jusante, em um mesmo trecho de rio.

⁷⁹ International Thermonuclear Experimental Reactor - (ITER) é um projeto de reator, ainda em fase experimental, a fusão nuclear. O ITER consiste em uma usina de produção de energia elétrica com potência de 500 MW, baseada na fusão nuclear localizada em Cadarache (Bouches-du-Rhône, França). A primeira entrada em operação, para teste, está prevista para 2016. Os países participantes e financiadores do projeto são: Reino Unido, EUA, França, Suíça, China, Índia, Japão, Coreia do Sul.

⁸⁰ Ricardo Magnus Osório Galvão - pesquisador do Instituto de Física da USP, coordenador da Rede Nacional de Fusão e diretor do Centro Brasileiro de Pesquisas Físicas do Rio de Janeiro. Informação obtida por e-mail.

Referências

ABDIB. **O acesso da baixa renda à infra-estrutura**. São Paulo. Ano III, n. 9, Janeiro de 2008. Disponível em: <http://www.abdib.org.br/arquivos_analise_infraestrutura/analise%20infra-estrutura%209.pdf> Acesso em 12 de Fevereiro de 2008.

AGAPITO, C. A. **Fontes renováveis de energia elétrica: competitividade e participação na expansão do parque gerador brasileiro**. 2008. 106 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

AGÊNCIA CANAL ENERGIA - **Encargos do setor elétrico devem atingir R\$ 19,2 bilhões em 2012, diz Abrace**. Agência Canal Energia, Rio de Janeiro, 6 jan 2012. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>> Acesso em: 11/1/2012.

AGÊNCIA CANAL ENERGIA - **De olho em Belo Monte, Votorantim anuncia duas fábricas no Pará**. Agência Canal Energia, Rio de Janeiro, 28 abr 2010. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>> Acesso em: 29/4/2010.

ALMEIDA, A. T., COSTA, A. P. C. S. **Modelo de decisão multicritério para priorização de sistemas de informação com base no método PROMETHEE**. Gest. Prod. [online]. 2002, vol.9, n.2, pp. 201-214.

ANÁLISE Energia. **Anuário 2009**. Análise Editora. São Paulo, 2008.

ANDRADE, M. T. O. **Políticas Energéticas, Planejamento e Regulação**. Notas de aula, Faculdade de Engenharia Mecânica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n. 026/2011-SRG/ANEEL** - Assunto: Repotenciação de unidades geradoras que possam trazer ganhos na operação energética e agregar disponibilidade de potência horária no SIN. Brasília, 29/04/2011.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Contrato de Energia de Reserva – CER**. Anexo II ao Edital de Leilão n. 05/2010. Brasília, 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica. 3ª ed. Brasília, 2008.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos - Energia Assegurada**. Brasília, 2005.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Ministério das Minas e Energia. Brasília, 2001.

ANP, Agência Nacional de Petróleo. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis** / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, 2011.

ARAÚJO, J. L. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. Belo Horizonte: **Nova Economia**. v. 11, n. 1, p. 77-96, jul. 2001.

BAJAY, S. V., Avaliação crítica do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro. In: Congresso Brasileiro de Energia, XXIII, 2010, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2010, v. 1, p. 139-151.

BAJAY, S. V., NOGUEIRA, L. A. H., SOUSA, F. J. R., O etanol na matriz energética brasileira. In: Sousa, E. L. L & Macedo, I. C. (Coordenadores), Etanol e Bioeletricidade: A cana-de-açúcar no futuro da matriz energética, União da Indústria de Cana-de-Açúcar, 2010, São Paulo. **Anais...** São Paulo, 2010, p. 261-309.

BAJAY, S. V., Evolução do planejamento energético no Brasil na última década e desafios pendentes. **Revista Brasileira de Energia**, 2011 (in press).

BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado). 2004. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BARRETO, R. A nova regulamentação e impactos para empresas do setor elétrico. **Fórum Continuado de Energia**. Fundação Getúlio Vargas/Value Partners, Rio de Janeiro, 2004.

BELANGER, C., GAGNON, L. Adding wind energy to hydropower. **Energy Policy**, v. 30, p. 1279-1284, 2002.

BEN, **Balanco Energético Nacional 2005: Ano base 2009**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2006.

BEN, **Balanco Energético Nacional 2010: Ano base 2009**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

BEN, **Balanco Energético Nacional 2011: Ano base 2010**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2011.

BEZERRA, B., BARROSO, L., A., BRITO, M., PORRUA, F., PEREIRA, M., V., **Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System**. In: Power and Energy Society General Meeting. Minneapolis: IEEE, 2010.

BEZERRA, B. V., ÁVILA, P., BARROSO, L. A., PEREIRA, M. V. F. Equilíbrio entre encargos setoriais e a segurança de suprimento: energia de reserva ou POCP? In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 21. **Anais...** Florianópolis: 2011.

BONINI, M. R. Tarifas de Energia Elétrica: Evolução nos Últimos Anos e Perspectivas. Governo do Estado de São Paulo - Secretaria de Gestão Pública - Fundação do desenvolvimento administrativo. **Boletim de Economia**, p. 19-36, out de 2011.

BORBA, R., F. **O carvão mineral. Balanco Mineral Brasileiro**. Departamento Nacional de Produção Mineral. Brasília, 2001. Disponível em <http://www.dnpm.gov.br/mostra_arquivo.asp?IDBancoArquivoArquivo=361> Acesso em 1/3/2010.

BORGES, C. M. **Energia, capitalismo inclusivo e desenvolvimento sustentável: chaves para a quebra de um paradigma**. Dissertação (Mestrado). 2007. Programa Interunidades de pós-graduação em energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

BRANS, J.P., MARESCHAL, B. **PROMETHEE Methods**. In: J. Figueira, S. Greco, and M. Ehrgott, editors, *Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*. Springer Verlag, Boston, Dordrecht: 2005, pages 163-196.

BRAZ, S. R. B. **Exigibilidade e políticas públicas na área ambiental no estado do Amazonas**. 2006. 179 p. Dissertação (Mestrado). Universidade do Estado do Amazonas, Manaus, 2006.

BRAZIL Low-carbon Country Case Study. The World Bank Group. May 31, 2010.

BRDE. Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul. **Novo Marco Regulatório Do Setor Elétrico**. Porto Alegre, 2004.

BREKKEN, T., A., YOKOCHI, A., JOUANEE, A., V., YEN, Z., HAPKE, H., HALAMAY, D. Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol PP issue 99, aug 2010.

BRITO, R. B. S., AZEVEDO, J. B. L. O Planejamento Energético e sua evolução recente. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 18. **Anais...** Curitiba: 2005.

BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N., BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.

CALOU, S. **Mudanças climáticas - Posicionamento do Setor elétrico brasileiro**. Apresentação (Power Point). Fórum de meio ambiente do setor elétrico. Brasília, 2009.

CAMPAGNOLO, J. M., SILVA, E. L. Perspectivas e Desafios para o Mercado de Energia Elétrica Brasileiro. **Nexus Ciências & Tecnologia**, n.1, p.40-45, Outubro de 2001

CARDOSO, E., M. **Energia Nuclear**. Comissão Nacional de Energia Nuclear, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://www.cnen.gov.br/ensino/apostilas/energia.pdf>> Acesso em 26/08/2009.

CARVALHO, C. H. B. **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com Uso do Carvão Mineral Nacional**. Apresentação (Power Point). EPE, 2005.

CARVALHO, J. F. Estabelecendo prioridades para investimentos em usinas elétricas. Os casos de Angra III, Belo Monte, Santo Antônio e Jirau. **Revista Brasileira de Energia**, 2007, vol. 13, nº 2, p. 149-162.

CASTRO, N., J. DANTAS, G., A. **Características da expansão hidroelétrica e a necessidade de implementação de geração complementar**. GESEL/UFRJ. Apresentação (Power Point). Brasília, 2011. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/camara.pdf>> Acesso em: 25/06/2012.

CASTRO, N., J. DANTAS, G., A. Lições do PROINFA e do Leilão de Fontes Alternativas para a Inserção da Bioeletricidade Sucroalcooleira na Matriz Elétrica Brasileira. In: Congresso Internacional de Bioenergia, 30. **Anais...** Curitiba: 2008. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/artigos/0808XX_CastroDantas_ProinfaAlternativasBioeletricidade.pdf> Acesso em: 21/11/2010.

CASTRO, N., J. BRANDÃO, R., DANTAS, G., A. **Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro**. Textos de Discussão do Setor Elétrico. GESEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro, jan 2010, n. 15.

CASTRO, N., J. BRANDÃO, R., DANTAS, G., A. **O potencial da bioeletricidade, a dinâmica do setor sucroenergético e o custo estimado dos investimentos**. Textos de Discussão do Setor Elétrico. GESEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro, nov 2010, n. 19.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Mecanismo de Realocação de Energia**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/explicativo_07_2.pdf> Acesso em: 30/05/2012.

CEA, Canadian Electricity Association. **Building tomorrow's electricity system: electricity fundamentals for decision-makers**. 2009. Disponível em:

<http://www.electricity.ca/media/1490-CEAguide_v3selected_v2_WEB_decision_maker.pdf>
Acesso em: 01/03/2012.

CENBIO, Centro Nacional de Referência em Biomassa. **Atlas de Biomassa**. São Paulo, 2011.
Disponível em: <<http://cenbio.iee.usp.br>> Acesso em: 10/02/2012.

CHATZIMOURATIDIS, A. I., PILAVACHI, P. A. Multicriteria evaluation of power plants impact on the living standard using the analytic hierarchy process. **Energy Policy**, v. 36, p. 1074–1089, 2008.

CHIPP, H. **A importância da repotenciação para o atendimento aos requisitos operativos do SIN**. Apresentação (Power Point), 19 p. In: Workshop ANEEL “Avaliação Regulatória da Repotenciação”, Brasília, 14/06/2011.

CHIPP, H. J. **Formação de Preços de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo**. Apresentação (Power Point), 18 p. In: Workshop Internacional CCEE, São Paulo, 2008.

CHOMPOO-INWAI, C., LEE, W., FUANGFOO, P., WILLIAMS, M., LIAO, J., R. System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 41, n. 1, jan/feb 2005.

CIARRETA, A., ZARRAGA, A.. **Economic growth-electricity consumption causality in 12 European countries: A dynamic panel data approach**. In: Energy Market, 2009. International Conference on the European, 6th, 27-29 may 2009. p. 1-8. Leuven: IEEE, 2009.

CLEMENTE, L. **Seleção da potência instalada ótima de PCHs no contexto de mercados competitivos**. 2001. 295 p. Dissertação (Mestrado). Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2001.

COLLISCHONN, W., TASSI, R. **Introduzindo Hidrologia**. 2008. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Disponível em: <http://galileu.iph.ufrgs.br/collischonn/IPH_111/IPH111.html>
Acesso em: 28/12/2010.

CONAB, Companhia Nacional de Abastecimento. **Acompanhamento da safra brasileira - cana-de-açúcar - safra de 2008**. Brasília: CONAB, 2008.

CONCA, J. L., WRIGHT J. **The cost of a sustainable energy future**. Waste Management 2010, March 7-10, 2010, Phoenix, AZ, paper 10494, p. 1 – 13.

CONSULTOR JURÍDICO. **Eletropaulo é proibida de cortar energia enquanto litígio durar**. Revista Consultor Jurídico, São Paulo, 20 de Dezembro de 2004. Disponível em: <http://www.conjur.com.br/2004-dez-20/eletropaulo_proibida_cortar_energia_consumidores> Acesso em: 13/03/2012

COUTINHO, P. C. **O ONS e a Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN**. Apresentação (Power Point), 65 p. Brasília, 2010.

CSPE, **Pequenas Centrais Hidrelétricas do Estado de São Paulo**. Comissão de Serviços Públicos de Energia. São Paulo: Páginas & Letras Editora e Gráfica, 2004.

DELGADO, M. A. P. **A expansão da oferta de energia elétrica pela racionalidade do mercado competitivo e a promessa da modicidade tarifária**. Tese (Doutorado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

DESTER, M., ANDRADE, M. T. O., BAJAY, S. V. New Renewable Energy Sources for Electric Power Generation in Brazil. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy**, vol. 7, issue 4, 2012.

DESTER, M., ANDRADE, M. T. O., BAJAY, S. V. A integração das fontes renováveis na matriz de energia elétrica brasileira e o papel da hidroeletricidade como elemento facilitador de política energética e planejamento. **Revista Brasileira de Energia**, 2012 (in press).

DESTER, M. A inserção das fontes eólica, biomassa e solar na matriz elétrica frente às características do sistema interligado nacional e o atendimento pleno da carga. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 21. **Anais...** Florianópolis: 2011.

DESTER, M., ANDRADE, M., T., de O. Análise sobre a inserção das fontes eólica, biomassa e solar na matriz elétrica brasileira sob a ótica do atendimento pleno da carga. In: Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural - AGRENER. Universidade Estadual de Campinas. **Anais...** Campinas: 2010. Disponível em <<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/index.php>> Acesso em 14/03/2011.

DIAS, I. V.. **Estratégias de gestão de compra de energia elétrica para distribuidoras no Brasil**. Dissertação (Mestrado). Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007

DINIZ, M., B., OLIVEIRA JUNIOR, J., N., TROMPIERI NETO, N., DINIZ, M., J., T. Causas do esmatamento da Amazônia: uma aplicação do teste de causalidade de Granger acerca das principais fontes de desmatamento nos municípios da Amazônia Legal brasileira. **Nova Economia**. Belo Horizonte, vol. 19, n. 1, p. 121-151, janeiro-abril de 2009.

DUTRA, R., M. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Mestrado). COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

DUTRA, R., M. **Energia Eólica – Princípios e Tecnologias**. CRESESB/CEPEL. Rio de Janeiro, 2008.

ELETOBRAS, **História da Eletrobras**.
<http://www.eletobras.com.br/Em_Biblioteca_40anos/default.asp> Acesso em 27/10/2008.

ELETOBRAS, **Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro**. Eletrobras, 2007. Disponível em: < http://www.eletobras.com.br/EM_Atuação_SIPOT/sipot.asp> Acesso em: 26/01/2012.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção da demanda de energia elétrica**. Nota Técnica DEA 15/09. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, dez 2009.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica**. Nota técnica EPE-DEE-RE-102/2008-r2, de 17 de julho de 2009.

EPRI, Electric Power Research Institute. **Siting Guide: Site selection and evaluation criteria for an early site permit application (Siting Guide)**. EPRI: Palo Alto, 2002.

EPRI, Electric Power Research Institute. **Program on technology innovation: integrated generation technology options**. EPRI: Palo Alto, 2011.

EURELECTRIC, Union of the Electricity Industry. **Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020**. 2010. Disponível em: <<http://www.europeanenergyreview.eu/index.php?id=2027>> Acesso em 05/02/2011.

FERNANDES, F. R. C. (coord.), LUZ, A. B., MATOS, G. M. M., CASTILHOS, Z. C. **Tendências tecnológicas do Brasil 2015: geociências e tecnologia mineral**. Rio de Janeiro: CETEM/MCT, 2007.

FERRAZ, R. C. M. **Regulação de Mercados de Energia Elétrica: Estudo dos Casos Britânico, Norueguês e Brasileiro**. Trabalho constituinte do Prêmio SEAE – Secretaria de acompanhamento Econômico, 2006. Disponível em : <<http://www.seae.fazenda.gov.br>> Acesso em 1/5/2008.

FILL, H., D., O., A., CHELLA, M., R., MINE, M., R., M., KAVISKI, E., FREITAS, C. Avaliação de Dois Critérios de Cálculo da Energia Assegurada de uma PCH. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 11, n. 1, p. 25-35, jan/mar 2006.

GAGNON, L., BÉLANGER, C., UCHIYAMA, Y. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. **Energy Policy**, vol. 30, Issue 14, p. 1267-1278, 2002.

GASQUES, V. **Apagão ameaça expansão industrial**. Clipping Unicamp, Campinas, 11 de Novembro de 2007. Disponível em: http://www.unicamp.br/unicamp/canal_aberto/clipping/novembro2007/clipping071111_correiopop.html Acesso em 11 de Fevereiro de 2008.

GIPE, P. **Wind energy comes of age**. New York: John Wiley, 1995.

GESEL. **“Risco técnico-histórico” aos novos projetos eólicos no Brasil**. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogs/gesel-ufrj/index.php?/archives/24246-GESEL-risco-tecnico-historico-aos-novos-projetos-eolicos-no-Brasil.html>> Acesso em: 08/02/2012.

GOLDENBERG, J., PRADO, L. T. S.. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Revista Tempo Social**. São Paulo: USP, 2003.

GOLDEMBERG, J. Os riscos da Energia Nuclear. **Revista ComCiência**. n. 104. Dezembro de 2008. Disponível em <<http://www.comciencia.br/comciencia/?section=8&edicao=41&id=493>> Acesso em 02/09/2009.

GOMES, C. G. S. **Noções de geração de energia utilizando algumas fontes de baixo impacto ambiental**. Monografia (Conclusão de curso de Engenharia Elétrica). 100p. Universidade Federal do Rio de Janeiro - Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2010.

GOMES, M. B., NASCIMENTO, A. C. Governança de políticas de energia elétrica e meio ambiente no Brasil. In: Congreso Internacional del CLAD sobre la Reforma del Estado y de la Administración Pública, 13. **Anais...** Buenos Aires: 2008.

GOMES, P., GUARINI, A. P. O processo de recomposição das cargas após grandes perturbações: um processo de desenvolvimento continuado. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 18. **Anais...** Curitiba: 2005.

GOMES, A. C. S., ABARCA C. D. G., FARIA E. A. S. T., FERNANDES, H. H. O. **BNDDES 50 Anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico**. Publicações BNDDES, 2002. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf> Acesso em 13/10/2008.

GOMES, L. F. A. **Tomada de decisão gerencial: enfoque multicritério**. São Paulo : Atlas, 2002.

GOMES, A. A. C. **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Mestrado). Programa de pós-graduação em engenharia de produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

GUARDABASSI, P., M. **Sustentabilidade da biomassa como fonte de energia - perspectivas para países em desenvolvimento**. Dissertação (Mestrado). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

HOLLAUER, G. **Prospectivas da Matriz Energética Nacional 2030**. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2007.

HUBNER, N. **Perspectivas da Matriz de Energia Elétrica Brasileira**. Ciclo de Palestras de Furnas. Rio de Janeiro, abr 2008.

IEA, International Energy Agency. **Key World Energy Statistics from the IEA**, 2011.

IEA, International Energy Agency. **Hydropower and the environment: present context and guidelines for future action**. Vol II: Main report. IEA: 2000.

IHA White Paper. **The Role of Hydropower in Sustainable Development**. February 2003. Disponível em: <<http://www.hydropower.org>> Acesso em 12/3/2011.

INB, Indústrias Nucleares Brasileiras. **Reservas de urânio no Brasil e no mundo**. Disponível em: <<http://www.inb.com.br>> Acesso em 10/04/2012.

INB, Indústrias Nucleares Brasileiras. **Boletim Informativo para Caetité e arredores**. Industrias Nucleares Brasileiras, n. 2, Abril de 2009.

INPE, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

IPEA, **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br>> Acesso em: 07/03/2010.

JESUS, S. M. **Planejamento, gestão e ordenamento territorial no médio São Francisco no norte de Minas Gerais**. 2009. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Montes Claros, Montes Claros, 2009.

JORNAL DA ENERGIA. **Consumidor pagará R\$377 milhões por energia eólica que não será entregue**. São Paulo, 26 de Junho de 2012. Disponível em: <<http://www.jornaldaenergia.com.br>> Acesso em: 27/06/2012.

JORNAL DA ENERGIA. **De 1,8GW do leilão eólico de 2009, apenas 370MW entram em operação no prazo**. São Paulo, 23 de Julho de 2012. Disponível em: <<http://www.jornaldaenergia.com.br>> Acesso em: 24/07/2012.

JUHAS, J., L. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015: algumas questões.** EEE/USP, 2006. Apresentação (Power Point). 35 p.

KALTSCHMITT, M., STREICHER, W., WIESE A. **Renewable Energy - Technology, Economics and Environment.** New York: Springer, 2007.

KELMAN, J. (coord.). **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.** CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, Brasília, 21 de Julho de 2001.

KELMAN, J., KELMAN, R., PEREIRA, M. V. V. Energia firme em sistemas hidrelétricos e usos múltiplos dos recursos hídricos. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 9, n. 1, p. 189-198, jan./mar. 2004.

KEITH, D., W., DECAROLIS, J., F., DENKENBERGER, D., C., LENSCHOW, D., H., MALYSHEVL, S., L., PACALA, S., RASCH, P., J. **The influence of large-scale wind power on global climate.** Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA. vol. 101 n. 46 16115–16120, November 16, 2004.

LOPES, J., A., P. **Tipos de Aerogeradores, modelização, controlo e protecções.** Notas de aula. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto. Porto: 2006. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/EE_Tipos_Aerog.pdf> Acesso em: 12/12/2010.

LORA, E.E.S., NASCIMENTO, M.A.R. (coordenadores). **Geração Termelétrica - Planeamento, Projeto, Operação.** Volumes 1 e 2. Editora Interciência, 2004.

LORENZO, H. C. **O Setor Elétrico Brasileiro: Reavaliando o Passado e Discutindo o Futuro.** Programa de Pós Graduação em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente, UNIARA, 2002. Disponível em: <http://www.cteep.com.br/setor_centro_estante_artigos.shtml> Acesso em: 15/10/2008.

MACCORMACK, J., HOLLIS, A., ZAREIPOUR, H., ROSEHART, W. The large-scale integration of wind generation: Impacts on price, reliability and dispatchable conventional suppliers. **Energy Policy**, n. 38, p. 3837–3846, 2010.

MACHADO, A. C. F. A Evolução do Mercado Livre de Energia. In: Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico –ENASE, 4. **Anais...** São Paulo: 2007.

MASON, I., G., PAGE, S., C., WILLIAMSON, A., G. A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources. **Energy Policy**, Vol. 38, Issue 8, p. 3973-3984, August 2010.

MATIAS-PEREIRA, J. **Manual de metodologia da pesquisa científica**. São Paulo: Atlas, 2007.

MELLO, C., E., F. **Gestão de Recursos Hídricos - Conflitos relativos ao uso da água**. Notas de aula. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 2010. Disponível em: <<http://www.em.ufop.br/deciv/departamento/~carlosetuado/Aula%2003%20Conflitos.pdf>> Acesso em: 08/01/2012.

MENDES, N. A. S. **As usinas hidrelétricas e seus impactos: os aspectos socioambientais e econômicos do Reassentamento Rural de Rosana - Euclides da Cunha Paulista**. 2005. 222 p. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual Paulista, Presidente Prudente, 2005.

MICHELLIS JR., D. **Querer não é poder: como "descarbonizar" a matriz elétrica brasileira**. Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Itajubá-MG, 13 jan 2009. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/not01.php?id=2836>> Acesso em: 12/07/2010.

MONTALVÃO, E. **O setor elétrico e o horário de verão. Texto para discussão n. 19**. Consultoria legislativa do Senado Federal. Brasília, 2005.

MURRAY, R. **How to write a thesis**. Berkshire: McGraw-Hill, 2006. 320 p.

NETTO, A. **A causa do acidente em Fukushima foi banal**. Jornal o Estado de São Paulo. São Paulo, 19 de março de 2011.

NONAKA, I., TAKEUCHI, H. **Criação de conhecimento na empresa: como as empresas japonesas geram a dinâmica da inovação**. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1997.

OLIVEIRA, E., J., ROCHA, R., S., SILVA JR., I., C., MARCATO, A., L., M., OLIVEIRA, L., W., PEREIRA, J., L., R. Influência da variação da produtividade das usinas hidrelétricas no cálculo da energia firme. **Revista Automação e Controle**, vol. 20 n. 2, mai-jun 2009, p. 247-255.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **Glossário de termos técnicos - Procedimentos de Rede**. Submódulo 20.1, revisão 1.0, vigência 05/08/2009. ONS, 2009.

ONU, Organização das Nações Unidas. **In larger freedom: towards development, security and human rights for all**. Disponível em < <http://www.un.org/largerfreedom/contents.htm>> Acesso em: 24/06/2009.

PDE 2016, **Plano decenal de expansão de energia: 2007-2016**. Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2007.

PDE 2017, **Plano Decenal de Expansão de Energia: 2008-2017**. Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2008.

PDE 2020, **Plano Decenal de Expansão de Energia: 2011-2020**. Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2011.

PEDROSA, P. **Matriz Energética e a competitividade da produção nacional - a visão do consumidor**. Apresentação (Power point), 22p. In: Seminário "Os desafios e oportunidades da matriz energética brasileira". São Paulo: Valor Econômico, 2011. Disponível em: <<http://www.acenergia.com.br>> Acesso em: 09/07/2012.

PEN, **Plano Anual da Operação Energética**. Relatório Executivo. 2 vol. Rio de Janeiro: ONS, 2010.

PEREIRA, E., B., MARTINS, F., R. ABREU, S., L., RUTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais/CPTEC. São José do Campos, 2006.

PEREIRA, R. **País tem 10 MW de energia na gaveta**. O Estado de São Paulo, São Paulo, 3 mai. 2010. Caderno de Economia, p. B1.

PHOON, H., Y. **Generation system reliability evaluations with intermittent renewables**. 2001. 133 p. Dissertação (Master of Science in Energy Systems and the Environment). University of Strathclyde, Glasgow, 2006.

PIGNATTI, A., A. **Impacto na perda técnica com o aumento da cogeração das usinas socioalcooleiras no sistema de transmissão da CPFL Paulista**. Trabalho de Conclusão de Curso. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

PINHEIRO, M. F. B. **Problemas sociais e institucionais na implantação de Hidrelétricas: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevantes em outros países**. 2007. 220 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Pós Graduação em Planejamento Energético, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

PNE 2030, **Plano Nacional de Energia 2030**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2007, 408p.

PNUD, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. **Relatório de Desenvolvimento Humano 2007/2008**. PNUD: New York, 2007, 402 p.

PRADO, T. G. F. **Externalidades no ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na produção de energia elétrica**. 2007. 254 p. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

RABELLO, T., YONEYA, F. **Bagaço de cana, 'resíduo' cada vez mais lucrativo**. FAPESP na Mídia. Disponível em: <<http://www.bv.fapesp.br/namidia/noticia/25240/bagaco-cana-residuo-vez-lucrativo/>> Acesso em: 21/11/2010.

RABELO, S. C. **Avaliação e otimização de pré-tratamentos e hidrólise enzimática do bagaço de cana-de-açúcar para a produção de etanol de segunda geração**. 2010. 447p. Tese (Doutorado em Engenharia Química). Universidade de Campinas, Faculdade de Engenharia Química, Campinas, 2010.

RECHSTEINER, R. **Wind Power in Context - A clear revolution in the energy sector**. Energy. Berlin: Wathc Group - Ludwig-Boelkow-Foundation, 2008.

RONDINELLI, F., KURAMOTO, E. **Análise comparativa das alternativas energéticas quanto às emissões diretas e indiretas de CO₂**. 2008. Relatório. Associação Brasileira de

Energia Nuclear. Disponível em: < <http://www.aben.com.br/uploads/energia/alternativas-energeticas.doc>> Acesso em 16/2/2011.

ROSA, L., P., *et al* (coord.). **Emissões de dióxido de carbono e metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros**. 2006. Relatório de referência do primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa. Ministério da Ciência e Tecnologia. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2006. 118 p.

ROY, B. **Méthodologie multicritère d'aide à la decision**. Paris: Economica, 1985.

SA JUNIOR, G. N.; AZEVEDO, R. O. **Análise econômico-financeira para implantação de centrais termelétricas a gás no Brasil**. 2002. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica). Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Itajubá, 2002.

SALES, A. L. **Perspectivas de evolução, a médio e longo prazos, do parque gerador de energia elétrica no Brasil**. 147 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Universidade Estadual de Campinas, Faculdade De Engenharia Mecânica, Campinas, 2007.

SALLES, A. C. N. **Metodologias de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica**. Dissertação (Mestrado). 2004. 93 p. Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE, Rio de Janeiro, 2004.

SANTOS, J. O. **Boas práticas de eficiência energética**. Apresentação (Power Point). In: Seminário Eficiência Energética Quality Congonhas, II. São Paulo, SP, 2011.

SAUER, I. **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Relatório Técnico. Programa Interunidades de pós-graduação em energia**. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002. Disponível em: <http://www.bancor.com.br/Legisla%E7%E3o/UmNovoModeloParaoSetorEletricodez2002.pdf>. Acesso em 25/02/2008.

SCHWYTER, A. A. **A regulação da distribuição de gás natural em São Paulo: questões e desafios**. Dissertação (Mestrado). 2001. Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

SEMCRS, Secretaria da Infraestrutura e Logística do RS. **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**. Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do Rio Grande do Sul. Disponível em: <<http://www.seinfra.rs.gov.br/index.php?menu=atlaseolico>> Acesso em 04/11/2010.

SILVA, N. I. W., CALARGE, L. M., CHIES F., MALLMANN J. E., ZWONOK Caracterização de cinzas volantes para aproveitamento cerâmico. **Cerâmica**, São Paulo, v. 45, n. 296, Dez. 1999. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0366-69131999000600004&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 07/03/2012

SINISGALLI, P. A. A. **Valoração dos danos ambientais de hidrelétricas: estudos de caso**. 2005. 226 p. Tese (Doutorado). Universidade Estadual de Campinas - IE, Campinas, 2005.

SOITO, J., L. **Amazônia e a expansão da hidroeletricidade no Brasil: vulnerabilidades, impactos e desafios**. 2011. 432 p. Tese (Doutorado). Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

SORENSEN, B. **Renewable Energy**. London: Elsevier Science, 2004, 945 p.

SOUSA, J., N., M., S. **Previsão da produção de eléctrica em parques eólicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2007.

STIRLING, A. Limits to the value of external costs. **Energy Policy**, v. 25 issue 5, p. 517-540, 1997.

STREIMIKIENEA, D., BALEZENTISB, T., KRISCIUKAITIENE, I., BALEZENTISA, A. Prioritizing sustainable electricity production technologies: MCDM approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 3302– 3311, 2012.

CBIEE, Câmara Brasileira de Investidores Em Energia Elétrica. **Setor Elétrico Brasileiro - Cenários de crescimento e requisitos para a retomada de investimentos**. Estudo/Relatório. Tendências Consultoria Integrada/CBIEE, São Paulo, 2003.

TESTER, J., W. **Energy Systems and Sustainability Metrics**. Sustainable Energy: Choosing among Options. Cambridge, MA: MIT, 2005. 273. Print

THEOTONIO, R. C. R. **Princípios de análise da reforma do setor elétrico: um estudo comparativo**. 1999. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

THOMÉ Filho, Z., D., CASTRO, N., J., FERNANDEZ, P., C. **Brasil: Matriz energética de baixo carbono e o papel da geração term nuclear**. GESEL-UFRJ. Rio de Janeiro, 2009.

TOLMASQUIM, M., T. **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro : Interciência : CENERGIA, 2005.

TOLMASQUIM, M., T. (coord.). **Alternativas energéticas sustentáveis no Brasil**. Rio de Janeiro : Relume Dumará, 2004.

UNDP, United Nations Development Programme. **Human Development Report 2011**. Disponível em: <http://www.undp.org/content/undp/en/home/librarypage/hdr/human_developmentreport2011.html> Acesso em: 13/03/2012.

UNEP, United Nations Environment Programme. **Green Economy Report - Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication**. Disponível em: <<http://www.unep.org/greeneconomy/GreenEconomyReport/tabid/29846/Default.aspx>> Acesso em 28/02/2011.

UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS. **Wind Power: Capacity Factor, Intermittency, and what happens when the wind doesn't blow?** Community Wind Fact Sheet Series. Renewable Energy Research Laboratory - University of Massachusetts at Amherst, 2009. Disponível em: <http://www.ceere.org/rerl/about_wind/RERL_Fact_Sheet_2a_Capacity_Factor.pdf> Acesso em 08/06/2009.

VENTURA, A., F. **O papel das fontes renováveis inclusive PCHs na matriz energética brasileira**. In: Conferência de PCH - Mercado e meio ambiente, V. São Paulo, 2009.

WEC, World Energy Council. **Survey of Energy Resources**. London: World Energy Council, 2010. 618 p. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/publications/3040.asp>> Acesso: 28/02/2011.

ZIMMERMANN, M., P. **Aspectos técnicos e legais associados ao planejamento da expansão de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro.** 2007. Dissertação (Mestrado). Departamento de Energia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

ZIMMERMANN, M. P. **Planejamento da expansão da geração e da transmissão.** In: Seminário A nova matriz energética brasileira, TCU, Brasília, 2008.

ANEXO A

Atribuições e responsabilidades do ONS

- Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) estabelecendo mecanismos de segurança operativa e identificando e gerenciando as restrições de transmissão;
- Propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão
- Planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do SIN;
- Contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- Propor regras para a operação das instalações da transmissão da Rede Básica do SIN;
- Divulgar os indicadores de desempenho dos despachos realizados a serem auditados semestralmente pela ANEEL; e
- Divulgação permanente ao CMSE das condições operativas de continuidade e de suprimento eletroenergético do SIN.

ANEXO B

Atribuições e responsabilidades da EPE

- I - realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- II - elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- III - identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- IV - dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- V - realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- VI - obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- VII - elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- VIII - promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- IX - promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- X - desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- XI - efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- XII - elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- XIII - desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- XIV - dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- XV - promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;

XVI - promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;

XVII - promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e

XVIII - desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

Parágrafo único. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.