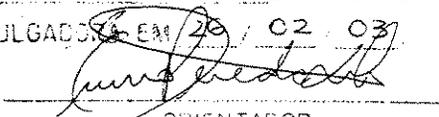


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA  
TESE DEFENDIDA POR Carla Kazue  
Nakao Cavaliero E APROVADA PELA  
COMISSÃO JULGADORA EM 20 / 02 / 03

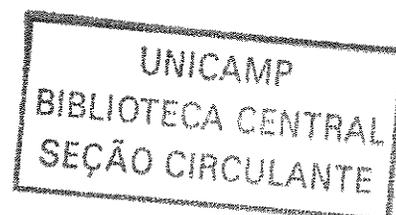
  
ORIENTADOR

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

**Inserção de Mecanismos Regulatórios de  
Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis  
Alternativas de Energia no Setor Elétrico  
Brasileiro e no Caso Específico da  
Região Amazônica**

Autor: Carla Kazue Nakao Cavaliero  
Orientador: Ennio Peres da Silva

02/03



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

**Inserção de Mecanismos Regulatórios de  
Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis  
Alternativas de Energia no Setor Elétrico  
Brasileiro e no Caso Específico da  
Região Amazônica**

Autor: Carla Kazue Nakao Cavaliero

Orientador: Ennio Peres da Silva

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Tese de doutorado apresentada à Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2003  
S.P. – Brasil

DADE	BC
CHAMADA	Unicamp
	C314i
EX	
MBO, BC/	61751
JC.	16-86-05
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
CO	11.010
A	10-2-05
CPD	

bid: 339854

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

C314i

Cavaliero, Carla Kazue Nakao

Inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico brasileiro e no caso específico da região Amazônica / Carla Kazue Nakao Cavaliero.--Campinas, SP: [s.n.], 2003.

Orientador: Ennio Peres da Silva.

Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia elétrica - Regulamentação. 2. Energia – Fontes alternativas - Regulamentação. 3. Política energética. 4. Amazônia. I. Silva, Ennio Peres da. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

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

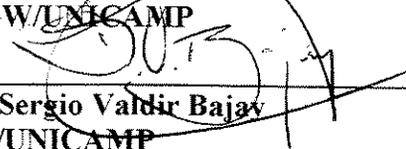
TESE DE DOUTORADO

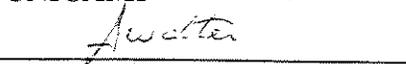
**Inserção de Mecanismos Regulatórios de  
Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis  
Alternativas de Energia no Setor Elétrico  
Brasileiro e no Caso Específico da  
Região Amazônica**

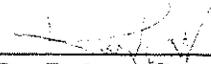
Autor: **Carla Kazue Nakao Cavaliero**

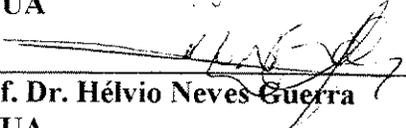
Orientador: **Ennio Peres da Silva**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **Ennio Peres da Silva**, Presidente  
DFA/IFGW/UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **Sergio Valdir Bajay**  
DE/FEM/UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **Arnaldo Cesar da Silva Walter**  
DE/FEM/UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **Rubem Cesar Rodrigues Souza**  
FT/UA

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **Hélio Neves Guerra**  
FT/UA

Campinas, 27 de fevereiro de 2003.

200503735

## Dedicatória

*Ao meu querido esposo Martin,  
companheiro e incentivador das mais importantes jornadas...*

## Agradecimentos

Feliz daquele que na vida pode contar com a sua família, seus amigos e com Deus. Sem eles certamente este sonho não poderia ter se concretizado e é para eles que presto a minha homenagem:

Aos meus pais, Kazuto e Kazuyo, a quem devo tudo o que sou;

Aos meus familiares: Tia Vera, Tia Sandra, Tio Katsu, Tia Keiko, Tio Mikio, todos os meus primos, D. Clara, Sr. Jacques, Nadia, João e Tania, que me dão suporte e ajuda;

Ao meu orientador e acima de tudo meu grande amigo, Ennio, que me mostrou os caminhos a serem seguidos;

Aos meus amigos da UNICAMP: Cleci, Marcos, Felipinho, João, Rodrigues, Miriam, Marta, Antônio, Paulo, Cristiane, Ana e Paula; da UFAM: Rubem, Áureo, Castro e Breno; do INPA: Rejane; da UFPA, Prof. Pinho, Sílvio, Wilson, Sabóia e Marcos; e tantos outros, companheiros de vida e de trabalho;

Aos professores membros da banca de defesa de tese e colegas de departamento que, direta ou indiretamente, ajudaram no desenvolvimento e conclusão deste trabalho;

À FAPESP pelo apoio financeiro, sem o qual este estudo não poderia ser realizado;

À ANEEL, pela participação no projeto de pesquisa “Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro” de grande valia para o desenvolvimento desta tese;

E especialmente a Deus, meu confidente, meu guia.

*“Se deres um peixe a um homem,  
ele alimentar-se-á uma vez;  
se o ensinares a pescar,  
alimentar-se-á durante toda a vida.”*

(Kuan-Tsu)

## Resumo

CAVALIERO, Carla Kazue Nakao, *Inserção de Mecanismos Regulatórios de Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis Alternativas de Energia no Setor Elétrico Brasileiro e no Caso Específico da Região Amazônica*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002. 262 p. Tese (Doutorado)

A preocupação com os impactos ambientais das diversas atividades da economia tem se tornado cada vez mais forte em todo o mundo, especialmente no setor elétrico mundial, onde predomina o uso de fontes não renováveis. Para tentar reduzi-los, vem se propondo o incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas na geração de energia elétrica, menos impactantes que os combustíveis fósseis. Como as opções tecnológicas de aproveitamento das fontes renováveis alternativas ainda se apresentam, em sua grande maioria, mais caras em função de seu estágio de desenvolvimento, é necessário introduzir mecanismos específicos para estimular o seu uso. Assim, esta tese tem como objetivo analisar e propor procedimentos para a inserção de mecanismos regulatórios que venham a incentivar o uso de tais fontes no setor elétrico brasileiro. Neste caso, levam-se em consideração as características energéticas e ambientais distintas dos dois sistemas existentes no país: o sistema interligado e os sistemas isolados. Tais características precisam ser respeitadas, sugerindo a proposição de mecanismos diferenciados para estes sistemas, fundamentais para os seus efetivos resultados. Além disto, verifica-se a grande importância dos instrumentos legais referentes ao meio ambiente existentes para a regulação desta questão no setor elétrico. Em se tratando das fontes renováveis alternativas, especificamente das energias solar fotovoltaica, eólica e de algumas biomassas, são apresentados as suas características energéticas, seus respectivos impactos ambientais e os programas e projetos desenvolvidos no país a partir de tais fontes. Somado a estas iniciativas governamentais, apresentam-se também os mecanismos regulatórios existentes atualmente no Brasil e em alguns

países para incentivar o uso das fontes renováveis alternativas e as análises preliminares de sua aplicação no sistema interligado e nos sistemas isolados, especialmente dentro do novo contexto de reestruturação pelo qual vem passando o setor elétrico brasileiro. No caso específico da Região Amazônica, onde se concentra a maior parte dos sistemas isolados, as questões ambiental e social são ferramentas fundamentais para a definição de um mecanismo específico de incentivo ao uso das fontes renováveis alternativas de energia. Ao final, conclui-se que não existe um mecanismo único para incentivar o uso de fontes renováveis alternativas no setor elétrico brasileiro como um todo. E mais que isto, no caso do suprimento do interior dos sistemas isolados, tal mecanismo deverá sobrepor as questões sociais e ambientais às questões econômicas, caminhando na direção contrária ao modelo que se pretende para o restante do setor. Algumas recomendações para futuros trabalhos a serem desenvolvidos com o intuito de incentivar tais fontes também são apresentadas no último capítulo.

#### *Palavras Chave*

- Setor Elétrico, Regulação, Fontes Renováveis Alternativas de Energia, Sistemas Isolados, Região Amazônica.

## Abstract

CAVALIERO, Carla Kazue Nakao, *The Introduction of Regulatory Mechanisms to Incentive Alternative Renewable Energy Sources Use in the Brazilian Electricity Industry and in the Specific Case of Amazon Region*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002. 262 p. Tese (Doutorado)

The concern about environment impacts of many economic activities has been stronger all over the world, especially in the electricity industry where the use of non-renewable sources is predominant. In order to reduce these impacts, there is a proposal to incentive alternative renewable energy use in electricity generation. Meanwhile, the expensive alternative technologies, which are mostly in a development stage, require the introduction of specific mechanisms to stimulate their use. So, this study aims to analyse and propose procedures for the introduction of regulatory mechanisms to incentive the use of alternative renewable energy sources in the Brazilian electricity supply industry. The energy and environmental characteristics of the two existing electric systems, the interconnected system and the isolated one, are considered and different regulatory mechanisms are proposed for each one to guarantee good results. Besides that, the study points out the importance of legal instruments to regulate environment aspects in the electricity industry. In case of alternative renewable sources, specifically photovoltaic solar energy, wind energy and some types of biomass, this study presents information about their potencial, environment impacts of existing technologies and some projects developed in the country. In addition to governmental initiatives, there are some regulatory mechanisms applied in Brazil and many other countries to foster the use of these sources. The analysis of their characteristics and possible applications in the Brazilian electricity industry, especially in the restructuring process, are also carried out in this study. In the specific case of Amazon Region, where most of isolated systems are found, the environmental and social

aspects are basic tools to define an incentive mechanism to foster this sources. In the end, it follows that no single mechanism can be used in the whole electricity industry to incentive alternative renewable sources, especially by the distinct characteristics of the two systems. Moreover, in the case of supply for countryside isolated systems, these mechanisms will have to take into account social and environmental aspects instead of economic aspects only, which is the opposite of the competitive model intended to the rest of electrical power sector. Some proposals for the development of future studies aiming to foster alternative renewable energy sources are also presented in the last section.

*Key Words*

- Electricity Industry, Regulatory Mechanisms, Alternative Renewable Energy Sources, Isolated System.

## Sumário

### CAPÍTULO 1

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1. OBJETIVOS E ESTRUTURAÇÃO DA TESE.....	3

### CAPÍTULO 2

<b>O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....</b>	<b>6</b>
2.1. O PARQUE GERADOR.....	6
2.1.1. <i>O Sistema Interligado.....</i>	7
2.1.2. <i>Os Sistemas Isolados.....</i>	9
2.2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
2.2.1. <i>O Sistema Interligado.....</i>	12
2.2.2. <i>Os Sistemas Isolados.....</i>	14
2.3. OS ASPECTOS INSTITUCIONAIS.....	17
2.3.1. <i>O Domínio de Empresas Privadas Estrangeiras no Setor Elétrico Brasileiro.....</i>	17
2.3.2. <i>A Intervenção do Estado no Setor Elétrico Brasileiro: da Consolidação à Deterioração do Modelo.....</i>	20
2.3.3. <i>A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....</i>	28
2.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	34

### CAPÍTULO 3

<b>A LEGISLAÇÃO AMBIENTAL BRASILEIRA E A SUA APLICAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....</b>	<b>36</b>
3.1. O MOVIMENTO AMBIENTALISTA.....	36

3.2.	A LEGISLAÇÃO AMBIENTAL BRASILEIRA.....	40
3.3.	A LEGISLAÇÃO AMBIENTAL BRASILEIRA PERTINENTE AO SETOR ELÉTRICO.....	42
3.3.1.	<i>O Decreto nº 24.643, de 10/07/34.....</i>	52
3.3.2.	<i>A Lei Federal nº 6.543, de 17/10/77.....</i>	52
3.3.3.	<i>A Lei Federal nº 6.938, de 31/08/81.....</i>	53
3.3.4.	<i>O Decreto nº 87.561, de 13/09/82.....</i>	55
3.3.5.	<i>A Resolução CONAMA nº 001, de 23/01/86.....</i>	55
3.3.6.	<i>A Resolução CONAMA nº 020, de 18/06/86.....</i>	55
3.3.7.	<i>A Resolução CONAMA nº 006, de 06/09/87.....</i>	57
3.3.8.	<i>A Constituição da República Federativa do Brasil, de 05/10/88.....</i>	58
3.3.9.	<i>O Decreto nº 96.944, de 12/10/88.....</i>	60
3.3.10.	<i>A Resolução CONAMA nº 008, de 06/12/90.....</i>	61
3.3.11.	<i>A Lei Federal nº 9.433, de 08/01/97.....</i>	63
3.3.12.	<i>A Resolução CONAMA nº 237, de 19/12/97.....</i>	64
3.3.13.	<i>A Lei Federal nº 9.605, de 12/02/98.....</i>	65
3.3.14.	<i>A Lei Federal nº 9.648, de 27/05/98.....</i>	66
3.3.15.	<i>A Resolução ANEEL nº 393, de 04/12/98.....</i>	66
3.3.16.	<i>A Resolução ANEEL nº 395, de 04/12/98.....</i>	67
3.3.17.	<i>A Resolução ANEEL nº 396, de 04/12/98.....</i>	67
3.3.18.	<i>A Resolução ANEEL nº 112, de 18/05/99.....</i>	68
3.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	68

## CAPÍTULO 4

### AS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS DE ENERGIA.....71

4.1.	A ENERGIA EÓLICA.....	72
4.1.1.	<i>A Geração de Energia Elétrica.....</i>	73
4.1.2.	<i>Os Impactos Ambientais.....</i>	74
4.2.	A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	75
4.2.1.	<i>A Geração de Energia Elétrica.....</i>	76
4.2.2.	<i>Os Impactos Ambientais.....</i>	77
4.3.	A BIOMASSA.....	78
4.3.1.	<i>Óleos Vegetais.....</i>	79
4.3.1.1.	<i>Obtenção dos Óleos Vegetais.....</i>	80
4.3.1.2.	<i>A Geração de Energia Elétrica.....</i>	80
4.3.1.3.	<i>Impactos Ambientais.....</i>	82
4.3.2.	<i>Lenha Sustentável.....</i>	83
4.3.2.1.	<i>A Geração de Energia Elétrica.....</i>	84
4.3.2.2.	<i>Os Impactos Ambientais.....</i>	85
4.3.3.	<i>Resíduos Rurais.....</i>	87
4.3.3.1.	<i>A Geração de Energia Elétrica.....</i>	88
4.3.3.2.	<i>Os Impactos Ambientais.....</i>	89
4.3.4.	<i>Capim-Elefante.....</i>	90
4.3.4.1.	<i>A Geração de Energia Elétrica.....</i>	90

4.3.4.2.	Os Impactos Ambientais.....	91
4.3.5.	<i>Mandioca</i> .....	91
4.3.5.1.	A Geração de Energia Elétrica.....	92
4.3.5.2.	Os Impactos Ambientais.....	92
4.4.	OS PROGRAMAS E PROJETOS A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS.....	93
4.4.1.	<i>O Programa Luz no Campo</i> .....	93
4.4.2.	<i>O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios –PRODEEM</i> .....	95
4.4.3.	<i>O Programa de Bioeletricidade para Suprimento de Comunidades Remotas e Meio Rural – PROMASE</i> .....	96
4.4.4.	<i>Programa Trópico Úmido – PTU</i> .....	97
4.4.5.	<i>Programa Integrado de Biomassa – PIB</i> .....	98
4.4.6.	<i>Programa Pré-eletrificação Rural Utilizando Sistemas Fotovoltaicos em Minas Gerais</i> .....	99
4.4.7.	<i>Programa de Difusão do Biogás na Paraíba</i> .....	99
4.4.8.	<i>Projeto WBP/SIGAME (Brazilian Wood BIG-GT Demonstration Project/Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira para Produção de Eletricidade)</i> .....	100
4.4.9.	<i>Os Projetos Desenvolvidos no Brasil</i> .....	101
4.5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	113

## CAPÍTULO 5

### MECANISMOS REGULATÓRIOS DE PROMOÇÃO DO USO DE FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS DE ENERGIA.....115

5.1.	MECANISMOS REGULATÓRIOS NO BRASIL.....	116
5.1.1.	<i>Conta de Consumo de Combustíveis - CCC</i> .....	116
5.1.2.	<i>Programas de Pesquisa &amp; Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico no âmbito da ANEEL</i> .....	121
5.1.3.	<i>Programa de Pesquisa &amp; Desenvolvimento no âmbito do MCT</i> .....	123
5.1.4.	<i>Projeto de Lei 2.905/00</i> .....	125
5.1.5.	<i>Universalização dos Serviços de Energia Elétrica</i> .....	127
5.1.6.	<i>Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA</i> .....	133
5.1.7.	<i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA</i> .....	134
5.1.8.	<i>Valor Normativo – VN</i> .....	140
5.2.	MECANISMOS REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS.....	142
5.2.1.	<i>Estados Unidos</i> .....	143
5.2.2.	<i>Reino Unido</i> .....	149
5.2.3.	<i>Alemanha</i> .....	159
5.2.4.	<i>França</i> .....	169
5.2.5.	<i>Comunidade Européia</i> .....	173
5.3.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	175

## **CAPÍTULO 6**

### **O CASO ESPECÍFICO DA REGIÃO AMAZÔNICA .....179**

6.1.	A REGIÃO AMAZÔNICA BRASILEIRA.....	180
6.1.1.	<i>Características Históricas</i> .....	181
6.1.2.	<i>Características Sócio-Econômicas</i> .....	186
6.1.3.	<i>Características Energéticas</i> .....	189
6.1.4.	<i>Características Ambientais</i> .....	192
6.1.5.	<i>Potenciais Energéticos</i> .....	200
6.2.	PESQUISA DE CAMPO.....	206
6.3.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	226

## **CAPÍTULO 7**

### **CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....232**

### **REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....240**

## Lista de Figuras

Figura 2. 1: Participação das fontes primárias de energia na geração de eletricidade no Brasil e no Mundo em 1999.....	7
Figura 2. 2: Evolução do mercado de energia elétrica e da economia nacional.....	11
Figura 2. 3: Consumo de energia elétrica por estado.....	15
Figura 2. 4: Consumo de energia elétrica por setores nos sistemas isolados.....	16
Figura 2. 5: Privatização do setor elétrico brasileiro.....	32
Figura 3. 1: Estrutura institucional do gerenciamento das intervenções por bacia hidrográfica....	64
Figura 3. 2: Estrutura institucional dos órgãos gerenciadores do sistema.....	64
Figura 4. 1: Metas do Programa Luz no Campo.....	94
Figura 4. 2: Sistema fotovoltaico de Boa Sorte.....	103
Figura 4. 3: Gaseificador de capim-elefante.....	104
Figura 4. 4: Aerogerador instalado na Ilha de Fernando de Noronha.....	106
Figura 4. 5: Segundo aerogerador instalado na Ilha de Fernando de Noronha.....	107
Figura 4. 6: Usina eólica de Prainha.....	109
Figura 4. 7: Usina eólica de Taíba.....	109
Figura 4. 8: Iluminação pública – Centro Comunitário.....	111
Figura 4. 9: Sistema fotovoltaico da comunidade em Céu do Mapiá.....	112
Figura 6. 1: Região Amazônica Isolada – RAI (em cores).....	181
Figura 6. 2: Evolução da potência instalada de geração de energia elétrica nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima entre 1984 e 1996.....	186

Figura 6. 3: Distribuição populacional nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia e Roraima.....	188
Figura 6. 4: Área de atuação da ELETRONORTE antes de seu desmembramento. ....	190
Figura 6. 5: Terras indígenas situadas na área da Amazônia Legal. ....	194
Figura 6. 6: Áreas críticas de desmatamento da Região Amazônica no período 1998/1999. ....	197
Figura 6. 7: Mapa eólico da RAI.....	202
Figura 6. 8: Irradiação solar global, média anual típica.....	203
Figura 6. 9: Variabilidade mensal da irradiação anual.....	204
Figura 6. 10: Rua principal da Vila Campinas. ....	207
Figura 6. 11: Painéis fotovoltaicos da usina híbrida de Vila Campinas. ....	208
Figura 6. 12: Motor gerador a Diesel da usina híbrida de Vila Campinas.....	209
Figura 6. 13: Motor gerador multicomcombustível. ....	210
Figura 6. 14: Secador solar de sementes de andiroba. ....	211
Figura 6. 15: Sistema fotovoltaico instalado. ....	214
Figura 6. 16: Aparelhos encontrados nas residências. ....	214
Figura 6. 17: Roda d'água do assentamento.....	217
Figura 6. 18: Aerogerador da Vila de Mota.....	219
Figura 6. 19: Banco de baterias e carregadores.....	220
Figura 6. 20: Turbina eólica nacional instalada em Praia Grande.....	222
Figura 6. 21: Sistema eólico importado. ....	223
Figura 6. 22: Sistema fotovoltaico de Itancoã. ....	225
Figura 6. 23: Banco de baterias e controladores de carga.....	225

## Lista de Tabelas

Tabela 2. 1: Crescimento da economia e do mercado de energia elétrica nacionais. ....	11
Tabela 2. 2: Consumo de energia elétrica no sistema interligado por subsistema.....	12
Tabela 2. 3: Consumo de energia elétrica no sistema interligado por setor.....	13
Tabela 2. 4: Consumo de energia elétrica por estado em 1999 e 2000.....	15
Tabela 2. 5: Consumo de energia elétrica por setor nos sistemas isolados em 1999 e 2000.....	16
Tabela 3. 1: Principais instrumentos legais de interesse do setor elétrico brasileiro.....	43
Tabela 3. 2: Princípios, objetivos e instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente.....	53
Tabela 3. 3: Parâmetros dos efluentes líquidos industriais.....	56
Tabela 3. 4: Alguns dispositivos da política ambiental na Constituição Federal de 1988.....	59
Tabela 3. 5: Padrões de emissões de poluentes atmosféricos de usinas termoeletricas com capacidade nominal de geração inferior, igual e superior a 70 MW.....	62
Tabela 3. 6: Prazo de validade das licenças ambientais.....	67
Tabela 4. 1: Produtividade e rotatividade médias das florestas brasileiras.....	84
Tabela 4. 2: Resultados do PRODEEM entre 1995 e 1999.....	95
Tabela 4. 3: Localidades beneficiadas e sistemas fotovoltaicos instalados.....	105
Tabela 4. 4: Sistema fotovoltaico da comunidade Travessa C / João Coelho.....	110
Tabela 5. 1: Custos de geração em algumas localidades do sistema CEAM sem e com a CCC em 2000.....	121
Tabela 5. 2: Valores normativos adotados pela ANEEL.....	126
Tabela 5. 3: Projetos contratados no âmbito do NFFO até junho de 2000.....	152

Tabela 5. 4: Evolução dos preços pagos pela eletricidade gerada por algumas fontes renováveis. .....	154
Tabela 5. 5: Resumo das fontes renováveis incentivadas.....	158
Tabela 5. 6: Tarifas aplicadas de acordo com o EFL ente 1991 e 1998 em pfenning/kWh (US\$/MWh).....	161
Tabela 5. 7: Evolução das fontes renováveis no setor elétrico da Alemanha.....	162
Tabela 5. 8: Tarifas especiais pagas para cada fonte renovável no âmbito da Lei das Energias Renováveis na Alemanha até 31/12/2001.....	164
Tabela 5. 9: Eco-taxas aplicadas pelo governo alemão até novembro de 1999.....	166
Tabela 5. 10: Doações provenientes do Fundo de Fontes Renováveis de Energia.....	167
Tabela 5. 11: Tarifas de compra da energia eólica de acordo com a Lei de Energia Elétrica.....	172
Tabela 5. 12: Metas referenciais de cada estado-membro da Comunidade Européia de acordo com a Diretiva 2001/77/CE.....	174
Tabela 6. 1: Evolução da população da RAI de 1991 a 1996 (população residente).....	187
Tabela 6. 2: Evolução do consumo de eletricidade na RAI de 1995 a 1999 (GWh).....	191
Tabela 6. 3: Evolução do consumo setorial de eletricidade na RAI de 1995 a 1999 (GWh).....	192
Tabela 6. 4: Evolução do consumo de derivados de petróleo na RAI para produção de eletricidade.....	192
Tabela 6. 5: Terras e populações indígenas da RAI, por estado, tratadas pelo PPTAL.....	195
Tabela 6. 6: Terras e populações indígenas da RAI, por estado.....	195
Tabela 6. 7: Desflorestamento bruto acumulado (km <sup>2</sup> ) nos estados amazônicos.....	197
Tabela 6. 8: Taxa média de desflorestamento bruto (km <sup>2</sup> /ano) nos estados.....	198
Tabela 6. 9: Potencial hidroelétrico dos estados da RAI (exceto Mato Grosso) em MW.....	201

## Capítulo 1

### Introdução

Dentre as diversas formas de energia, a energia elétrica é considerada uma das necessidades essenciais da sociedade moderna, fazendo parte do dia a dia da grande maioria das pessoas. De fato, enquanto que em 1970 cerca de 45% dos domicílios brasileiros apresentavam-se eletrificados, em 2000 este valor chegou a 96% (CCPE, 2002). O suprimento regular de eletricidade às residências, fábricas e estabelecimentos comerciais produz significativos efeitos positivos no campo econômico e social, além da geração de um grande volume de encomendas de produtos e serviços a outros ramos industriais, permitindo o rápido surgimento e crescimento de muitos setores até pouco tempo inexistentes.

Paralelamente ao processo de evolução do setor energético, principalmente durante as últimas décadas, a importância da questão ambiental passou a crescer de forma inegável aos olhos da sociedade. Assim como o uso da energia permitiu o desenvolvimento tecnológico em todos os setores de atividades, também produziu alguns outros efeitos não benéficos, como a poluição causada pela emissão de resíduos das indústrias e de milhões de veículos nas cidades, o desflorestamento, o acidente de Tchernobil, etc.. Desta forma, quando se refere ao meio ambiente, está se falando também em energia: na combustão das fontes fósseis de energia (petróleo, carvão, etc.); no uso da lenha nas regiões rurais dos países em desenvolvimento; nas grandes barragens para geração de energia elétrica; nas usinas nucleares; e também no aproveitamento das fontes renováveis alternativas (como o sol, a água, o vento) (Galvão et al, 1998).

Esta crescente preocupação com o meio ambiente vem influenciando diversos aspectos do mundo em modernização, especialmente quando se considera o processo de globalização da economia e da cultura. Neste âmbito, pode-se citar a preocupação com as mudanças climáticas vividas nas últimas décadas. Embora existam incertezas com relação a essas mudanças, muitos estudos levam a crer que tais variações sejam consequência direta do aumento das concentrações dos chamados “gases do efeito estufa” na atmosfera. Dentre estes, destaca-se o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em função das altas taxas de emissão decorrentes do uso de combustíveis fósseis nos diversos setores de atividades e do desmatamento sem o devido reflorestamento (Cavaliere, 1998). A importância deste tema tem levado muitos pesquisadores e governos nacionais e regionais a realizarem inventários de emissão de gases do efeito estufa, os dois últimos por exigência da Convenção Quadro de Mudanças Climáticas das Nações Unidas (MCT, 1998), e desenvolver estudos sobre medidas mitigadoras dessas emissões nos diversos setores de atividades <sup>1</sup>.

Uma das medidas defendidas por muitos pesquisadores refere-se à necessidade de estimular o uso de fontes renováveis alternativas de energia, de tal forma que aumente a sua participação na matriz energética de cada país e desloque os combustíveis fósseis. Esta proposta já vem sendo contemplada pelo setor elétrico de muitos países e vários programas de incentivo ao uso destas fontes vêm sendo desenvolvidos no mundo todo. A necessidade destes incentivos é consequência dos elevados custos atuais de algumas das tecnologias de aproveitamento das fontes renováveis alternativas (como, por exemplo, a fotovoltaica), ou da forma tradicional pela qual são avaliados os custos dos energéticos, não contabilizando os custos ambientais das fontes não renováveis e nem as vantagens ao meio ambiente das fontes renováveis.

No Brasil, a geração de energia elétrica baseada em hidroelétricas deixa o país em posição relativamente privilegiada com relação à intensificação do efeito estufa perante os países desenvolvidos, cuja geração é baseada, na sua maioria, em centrais termoeletricas que utilizam combustíveis fósseis. Entretanto, a necessidade de expansão do parque gerador nacional

---

<sup>1</sup> Dentre estes estudos inclui-se a dissertação de Mestrado desta autora, defendida em 1998 no Curso de Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP. Nesta dissertação foi mostrada a importante participação do segmento siderúrgico nas emissões de CO<sub>2</sub> nacionais e do Estado de São Paulo e analisada uma medida de conservação de energia que já é adotada por grandes usinas siderúrgicas, como a COSIPA e a ACESITA, e que também resulta na redução da emissão deste gás (Cavaliere,1998).

utilizando, além do potencial hidroelétrico, usinas termoeletricas, certamente levará ao aumento da contribuição brasileira. Caso seja levado em conta também o fato de que existem regiões ambientalmente complexas ou já prejudicadas, cuja população não tem acesso à energia elétrica, o estímulo às fontes renováveis alternativas de energia torna-se ainda mais necessário.

Apesar de todo este apelo, os programas de estímulo ao uso de tais fontes têm sido poucos e de pequena envergadura. Como até recentemente quase toda a geração e distribuição de energia elétrica no Brasil estava sob a responsabilidade de empresas estatais, tais programas eram decididos, financiados e avaliados no âmbito destas empresas. Entretanto, desde 1996 este setor vem passando por uma profunda reestruturação, a partir da qual o Estado tem se concentrado nas atividades de regulação e fiscalização do setor, de modo que as responsabilidades sobre a operação e os investimentos estão sendo transferidas para a iniciativa privada (Santos et al, 1998). Para os propositores desta política, a concepção da nova estrutura para a indústria elétrica fundamenta-se no estabelecimento da competição onde possível e regulação onde necessário.

Neste novo contexto, surgem algumas dúvidas quanto ao desenvolvimento de programas de incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas de energia, que na grande maioria dos casos configuram-se como pouco atrativos sob o ponto de vista econômico. Para solucionar esta questão é fundamental redefinir os agentes envolvidos e suas respectivas atribuições e inserir mecanismos específicos que venham a incentivar o seu uso, buscando-se primordialmente reduzir os seus custos através do desenvolvimento de suas tecnologias de aproveitamento.

### **1.1. Objetivos e Estruturação da Tese**

O objetivo final desta tese é analisar e propor procedimentos, dentro do novo cenário do setor elétrico brasileiro, para a inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas de energia, a saber a energia solar fotovoltaica, a eólica e algumas formas de biomassa. Estes mecanismos não deverão apresentar qualquer conflito com as regulações ambientais e de mercado de energia elétrica em vigor.

Para tanto, a tese foi dividida em seis capítulos. No Capítulo 2 são apresentadas as características do setor elétrico brasileiro, enfocando as diferenças entre os dois sistemas

existentes: o sistema interligado e o sistema isolado. Diante de tais diferenças, mostra-se a necessidade de se tratar de forma distinta qualquer determinação que venha a ser feita no setor elétrico, especialmente quanto aos mecanismos de incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas.

Em seguida, o Capítulo 3 apresenta um breve histórico da percepção ambiental no mundo e no Brasil, no qual se passa a dar importância aos impactos ambientais de muitas atividades e a questionar o modelo de desenvolvimento adotado. Todo este contexto serviu como estímulo para o desenvolvimento de um arcabouço legal referente ao meio ambiente, também sintetizado neste capítulo. Especial atenção é dada aos instrumentos legais ambientais referentes ao setor elétrico brasileiro, importante ferramenta para o estímulo ao uso das fontes renováveis alternativas de energia.

Já o Capítulo 4 elenca de forma sintetizada as fontes renováveis alternativas, suas respectivas características energéticas e os impactos ambientais na geração de energia elétrica. É importante ressaltar que a escolha das fontes solar fotovoltaica, eólica e algumas formas de biomassas baseou-se no critério de definição de fonte alternativa, adotada nesta tese como uma fonte de energia não convencional e que apresenta tecnologias de conversão pouco utilizadas no setor elétrico brasileiro. Além disto, o Capítulo 4 apresenta uma relação de programas e projetos a partir de fontes renováveis alternativas desenvolvidos ou em desenvolvimento no Brasil, mostrando o seu potencial de aproveitamento na geração de energia elétrica.

Além dos programas governamentais apresentados, é também possível incrementar o uso de tais fontes a partir da implantação de mecanismos regulatórios, como vem sendo realizado em muitos países. As experiências do setor elétrico dos Estados Unidos, Reino Unido, Alemanha, França e a diretiva elaborada pela Comunidade Européia são contempladas no Capítulo 5, juntamente com uma prévia análise de suas aplicações nos sistemas interligado e isolado brasileiros. Além dos mecanismos internacionais, este capítulo apresenta também os mecanismos nacionais existentes para estimular o uso de fontes renováveis alternativas no setor elétrico e as respectivas análises preliminares.

Em se tratando do caso específico dos sistemas isolados, o Capítulo 6 caracteriza estes sistemas dentro da Região Amazônica Brasileira sob o ponto de vista histórico, sócio-econômico,

energético e ambiental. A escolha desta região fundamenta-se não apenas na concentração de sistemas isolados, mas também nos cuidados ambientais que demanda e nos fortes subsídios que tem necessitado para o suprimento de energia elétrica. O estudo realizado foi enriquecido com pesquisas de campo nos Estados do Amazonas e do Pará, que permitiram conhecer melhor a realidade das comunidades dos sistemas isolados e as experiências com projetos a partir de fontes renováveis alternativas na região. Em função das peculiaridades encontradas, é apresentado um novo perfil de análise, no qual as questões sociais e ambientais passam a ser encaradas como ferramentas para o desenvolvimento de um mecanismo específico de incentivo às fontes renováveis alternativas de energia. Desta forma, o fornecimento de energia elétrica passa a ter um objetivo singular, muito maior que o simples uso residencial, contribuindo de forma agregada para o desenvolvimento econômico, cultural, social e energético das comunidades dos sistemas isolados.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho e as recomendações para pesquisas futuras sobre o incentivo às fontes renováveis alternativas de energia na geração de energia elétrica no Brasil.

## **Capítulo 2**

### **O Setor Elétrico Brasileiro**

O desenvolvimento e a expansão do setor elétrico brasileiro ocorreram basicamente nos últimos 50 anos, período de domínio do setor pelo governo. Entretanto, o enfraquecimento dessa estrutura e dos aspectos financeiros que a mantinham levaram, juntamente a outros motivos, à decisão de desverticalizar o setor e abrir o mercado de energia elétrica para a participação de agentes privados. Assim, para compreender a nova fase de reestruturação pela qual passa o setor elétrico brasileiro é apresentado um breve histórico da evolução do seu desenvolvimento, considerando desde a ótica da geração e do consumo de energia elétrica até seus aspectos institucionais. Ao final, fica evidente a diferenciação existente entre os sistemas que atualmente compõem o sistema elétrico brasileiro: o interligado e os isolados.

#### **2.1. O Parque Gerador**

O parque gerador nacional apresenta uma peculiaridade que o distingue da maioria dos países: o predomínio da geração hidráulica de energia elétrica. Em termos mundiais, as fontes energéticas primárias mais exploradas na geração de energia elétrica são os derivados de petróleo, carvão e gás, seguidos da hidroelétrica e nuclear, conforme mostra a Figura 2.1. Nesta figura fica evidente o contexto distinto da situação brasileira, na qual os combustíveis fósseis ocupam uma posição coadjuvante na geração de energia elétrica.

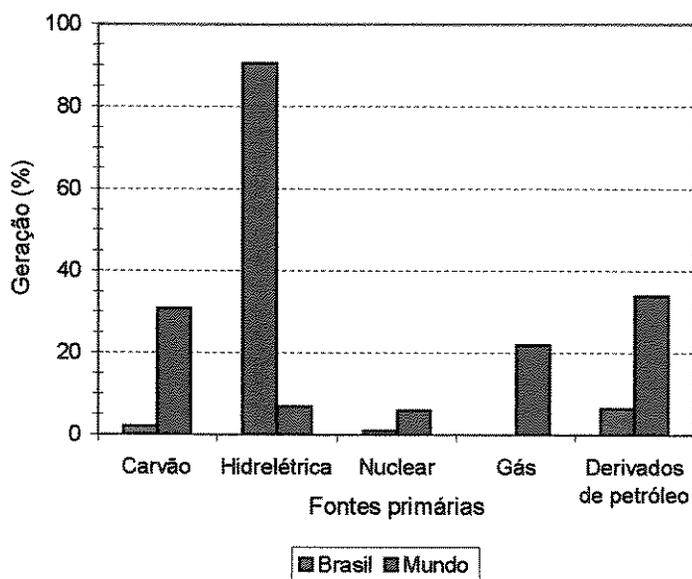


Figura 2. 1: Participação das fontes primárias de energia na geração de eletricidade no Brasil e no Mundo em 1999.

Fonte: ELETROBRÁS, 2000.

De fato, a participação hidroelétrica na capacidade instalada evoluiu de 8,7 GW em 1970 (84% do total), para 61 GW em 2001 (82% do total), ficando a geração térmica convencional e nuclear responsável pelos 18% restantes no mesmo ano (MME, 2002). Apesar desta significativa participação, a capacidade instalada de geração hidroelétrica representa apenas 23% do potencial hidráulico total do Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão: Ciclo 2001-2010 (CCPE, 2002), havendo ainda muito a ser explorado.

O sistema elétrico brasileiro está dividido em dois segmentos: o sistema interligado e os sistemas isolados. A seguir são apresentadas as características de cada um destes sistemas.

### 2.1.1. O Sistema Interligado

O sistema interligado apresentava uma capacidade instalada de 66.694 MW em 2001, representando cerca de 96% do total, ou seja, a grande maioria do sistema elétrico brasileiro. Em função da distribuição geográfica dos grandes centros de carga, este sistema apresenta-se

composto por quatro subsistemas elétricos: subsistema Sul, subsistema Sudeste/Centro-Oeste, subsistema Nordeste e subsistema Norte (CCPE, 2002).

O subsistema Sul possuía em 2001 uma capacidade instalada de 12.103 MW, sendo 82 % desta proveniente de usinas hidroelétricas (9.918 MW). Além desta capacidade, existe um potencial estimado em quase 7 GW a ser aproveitado. Quanto à geração termoelétrica, representando 18% da capacidade instalada total no subsistema (2.185 MW), havia no mesmo ano 1.415 MW instalados a partir de usinas a carvão (Jorge Lacerda, Presidente Médici, São Jerônimo, Charqueadas e Figueira), 170 MW a partir de óleo combustível e 600 MW a partir de gás natural (Uruguaiana) (CCPE, 2002).

No mesmo período, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentava uma capacidade instalada de 39.875 MW, considerando 50% da capacidade instalada da UHE de Itaipú. Deste total, 91% eram provenientes de usinas hidroelétricas (36.152 MW), 4 % de usinas termoelétricas a óleo combustível e gás natural (1.757 MW) e 5% de usinas nucleares (Angra I e Angra II, totalizando 1.966 MW). Estima-se que exista ainda um potencial hidroelétrico de 26 GW (remanescente e individualizado) a ser explorado (CCPE, 2002).

O subsistema Nordeste possuía 10.435 MW instalados em 2001, sendo praticamente todo proveniente de usinas hidroelétricas. A participação termoelétrica respondeu por apenas 290 MW da capacidade instalada no mesmo ano. Em função do esgotamento do potencial hidroelétrico, este estimado em cerca de 1,7 GW, prevê-se no futuro uma maior participação da geração termoelétrica a gás natural no subsistema, associada à expansão das interligações com os demais subsistemas. As usinas eólicas também são alternativas previstas a serem implantadas no decênio 2001-2010 (CCPE, 2002).

Já o subsistema Norte apresentava uma capacidade instalada exclusivamente hidroelétrica, totalizando 4.281 MW em 2001, sendo 99% deste valor proveniente da UHE de Tucuruí, no Estado do Pará (CCPE, 2002). Este subsistema é o que dispõe do maior potencial hidroelétrico a ser explorado no país, correspondendo à cerca de 60 GW, considerando apenas as bacias dos rios Tocantins/Araguaia, Xingú e Tapajós (ELETROBRÁS, 2000). Desta forma, existe uma expectativa do maior aproveitamento deste potencial nos próximos anos para o atendimento do sistema interligado.

Os quatro subsistemas apresentam interligações que permitem a transferência de energia com características sazonais. A interligação entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste permite o intercâmbio de energia no sentido Sudeste/Centro-Oeste durante o período de maio a novembro (período seco), e no sentido Sul durante o período de dezembro a abril (período chuvoso). O mesmo ocorre entre os subsistemas Nordeste e Norte. Durante o primeiro semestre do ano verifica-se o fluxo de energia no sentido Nordeste, quando existe abundância de água na bacia do rio Tocantins (UHE Tucuruí). O inverso é verificado no segundo semestre, com fluxos de energia no sentido Norte durante o período de seca e escassez de água no reservatório da UHE Tucuruí (ELETROBRÁS, 2000).

Além disto, o subsistema Norte também se apresenta interligado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sul, em operação desde dezembro de 1999. Os atuais 1.000 km de extensão da interligação garantem uma maior confiabilidade à operação do sistema interligado, havendo um projeto de ampliação previsto para após a entrada em operação da segunda etapa da UHE Tucuruí, a qual incorporará 4.125 MW de potência ao subsistema Norte (CCPE, 2002).

### *2.1.2. Os Sistemas Isolados*

No início de 2000, a capacidade instalada dos sistemas isolados totalizava 2.287 MW, dos quais 1.744 MW (76%) correspondiam a usinas termoeletricas e 543 MW (24%) a usinas hidroeletricas. Isto mostra que, ao contrário do sistema interligado, os sistemas isolados apresentam-se predominantemente termoeletricos. Grande parte destes sistemas está localizada na Região Norte, especialmente nos Estados do Amazonas, Rondônia, Acre, Amapá e Roraima. No mesmo período, 93% dos sistemas isolados encontravam-se nesta região, sendo 1.791 MW instalados nas capitais (72% em termoeletricas e 28% em hidroeletricas) e 343 MW no interior (90% em termoeletricas e 10% em pequenas centrais hidroeletricas – PCH's) (ELETROBRÁS, 2000). Os 7% restantes da capacidade instalada encontravam-se distribuídos pelos Estados do Maranhão, Tocantins, Pernambuco, Bahia, Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso e Pará, dos quais se destacam os dois últimos.

Assim, para efeito geral da tese, passa-se a considerar os sistemas isolados como os

existentes em toda a Região Norte e no Estado do Mato Grosso. Em 2001, estes sistemas possuíam uma capacidade instalada de 2.486 MW, representando 3,6% da capacidade instalada brasileira no mesmo ano. Deste total, 78% era proveniente de usinas termoelétricas (1.933 MW) e 22% de usinas hidroelétricas (552 MW).

Nos sistemas de algumas capitais da Região Norte, como Manaus, Porto Velho, Boa Vista e Macapá, o atendimento provém de sistemas hidrotérmicos, enquanto que em Rio Branco o suprimento é totalmente termoelétrico. Já no interior dos sistemas isolados, a grande maioria das localidades é suprida por motores geradores a Diesel de pequeno porte, apesar de existirem algumas PCH's nos Estados de Rondônia, Roraima e Mato Grosso (CCPE, 2002).

De uma maneira geral, o atendimento do interior é realizado de forma precária, principalmente devido ao funcionamento pouco eficiente dos motores (baixa carga) e de suas idades avançadas. Tudo isto provoca um aumento nos custos de operação e manutenção que, juntamente com o custo de transporte dos combustíveis às localidades, acaba elevando o custo total de geração dos sistemas isolados, atualmente os mais elevados de todo o sistema elétrico nacional. A agravante está no fato de que a grande maioria das comunidades do interior apresenta uma renda familiar muito baixa, totalmente incompatível com os custos de geração de energia elétrica na região (Silva & Cavaliero, 2001).

## **2.2. O Mercado de Energia Elétrica**

O mercado brasileiro de energia elétrica apresentou um crescimento acentuado durante os anos 70. Neste contexto, grandes empreendimentos de geração hidroelétrica foram iniciados no setor a partir desta década influenciando diretamente o perfil de capacidade instalada, já mencionado anteriormente.

A Tabela 2.1 mostra o consumo de energia elétrica verificado nos anos de 1970, 1980, 1990 e 2000, assim como os respectivos valores do produto interno bruto – PIB. O crescimento da economia e do mercado de energia elétrico pode ser visualizado na Figura 2.2, que apresenta as taxas médias nacionais de crescimento do consumo de energia elétrica e do PIB nas décadas de 70, 80 e 90. A grave crise econômica a partir do final da década de 80 influenciou diretamente o

consumo de energia elétrica, resultando na queda da taxa média de crescimento do consumo do país no período de 1980-1990, em relação ao período anterior. Esta queda só não foi maior em decorrência do aumento de consumo das indústrias eletrointensivas, especialmente as de alumínio, que realizaram expansões em seus respectivos parques industriais (Rosa et al, 1998).

Tabela 2. 1: Crescimento da economia e do mercado de energia elétrica nacionais.

Anos	PIB (R\$ bilhões)	Consumo de energia elétrica * (TWh)
1970	288	40,0
1980	658	121,5
1990	772	218,5
2000	999	332,0

\* Compreende o consumo das concessionárias e dos autoprodutores.

Fonte: CCPE, 2002.

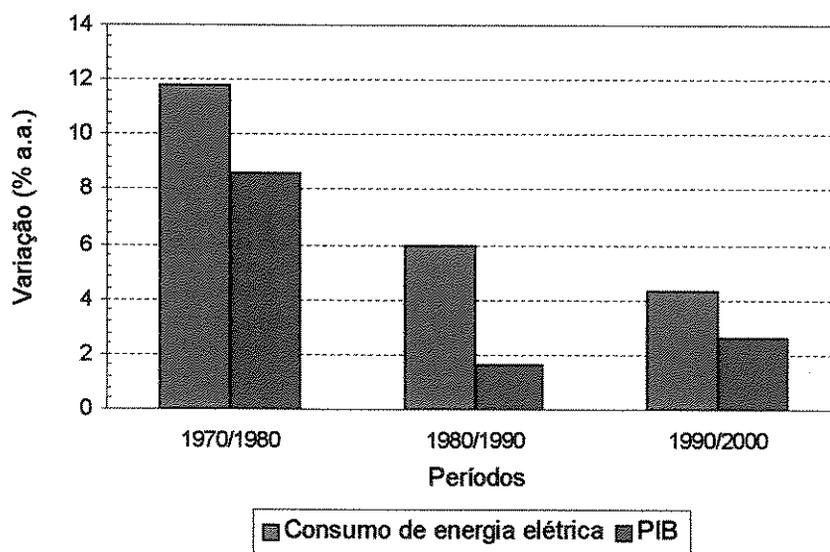


Figura 2. 2: Evolução do mercado de energia elétrica e da economia nacional.

Fonte: CCPE, 2002.

A taxa de crescimento do consumo voltou a cair na década de 90 em função de vários

fatores, especialmente externos. Apesar da abertura da economia iniciada nos primeiros anos e dos bons resultados do Plano Real, duas crises internacionais acabaram influenciando a economia brasileira: a crise asiática em 1997 e a moratória russa em 1998 (ELETROBRÁS, 2000). Para enfrentar as conseqüências destas crises, o governo federal adotou uma série de medidas de ordem econômica que acabaram impactando a expansão da economia e o desempenho do mercado de energia elétrica. Além disto, alguns fatores positivos também permitiram o crescimento reduzido do consumo: a modernização da indústria nacional e o uso mais eficiente da energia elétrica nos processos produtivos.

Analisando sob o ponto de vista da estrutura do sistema elétrico brasileiro, apresentam-se a seguir as características dos mercados do sistema interligado e dos sistemas isolados.

### 2.2.1. O Sistema Interligado

O mercado de energia elétrica do sistema interligado apresentou uma recuperação no ano de 2000, com uma taxa de crescimento do consumo de energia elétrica de 5% em relação a 1999. Este valor correspondeu a quase o dobro do verificado em 1999 (2,7% em relação a 1998), conseqüência da recuperação econômica nacional iniciada nos últimos meses de 1999. A Tabela 2.2 mostra o consumo de energia elétrica por subsistemas verificado nos anos de 1999 e 2000.

Tabela 2. 2: Consumo de energia elétrica no sistema interligado por subsistema.

Subsistemas	1999 <sup>1</sup> (TWh)	2000 <sup>1</sup> (TWh)
Norte	17,9	18,9
Nordeste	39,3	41,2
Sudeste/Centro-Oeste	181,1	188,7
Sul	48,8	52,5
<b>TOTAL</b>	<b>287,1</b>	<b>301,3</b>

<sup>1</sup> Não inclui a autoprodução.

Fonte: Elaboração própria a partir do Relatório Analítico do CTEM para o ciclo 2000 (CCPE, 2001).

Já a Tabela 2.3 apresenta o consumo de energia elétrica estratificada por setores. Como se pode observar, o setor industrial manteve o posto de maior consumidor, seguido pelos setores residencial e comercial.

Tabela 2. 3: Consumo de energia elétrica no sistema interligado por setor.

Setores	1999 <sup>2</sup>		2000 <sup>2</sup>		Crescimento (%)
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	
Residencial	79,2	27,6	81,3	27,0	2,7
Industrial	122,9	42,8	130,0	43,2	5,8
Comercial	42,6	14,8	46,4	15,4	8,9
Outros <sup>1</sup>	42,4	14,8	43,6	14,4	2,7
<b>TOTAL</b>	<b>287,1</b>	<b>100,0</b>	<b>301,3</b>	<b>100,0</b>	<b>5,0</b>

<sup>1</sup> Inclui o setor rural, iluminação pública, serviço público, poder público e consumo próprio das concessionárias.

<sup>2</sup> Não inclui a autoprodução.

Fonte: Elaboração própria a partir do Relatório Analítico do CTEM para o ciclo 2000 (CCPE, 2001).

O grande reflexo da crise econômica na década de 80 se fez sentir na classe industrial, que apresentou uma redução drástica da taxa média de crescimento de consumo de energia elétrica de 14,3% entre 1970-1980, para 4,9% nos anos 80. A década de 90 foi marcada pela reestruturação do parque industrial nacional, como mencionado anteriormente, e pela ausência de importantes expansões na indústria eletrointensiva, justificando um crescimento médio anual baixo, de apenas 2,5% até 1998 (ELETROBRÁS, 2000). A desvalorização do Real, ocorrida em 1999, afetou profundamente a atividade econômica brasileira, influenciando novamente o setor industrial, que apresentou um crescimento de apenas 2,7%. A sua reação só se iniciou no último trimestre do mesmo ano, quando se verificou a recuperação da produção industrial. Os bons resultados mantiveram-se também no ano de 2000, no qual foi registrado um aumento de 5,8% do consumo industrial (CCPE, 2001).

Outro aliado na retomada do crescimento do mercado de energia elétrica em 2000 foi o setor comercial, que obteve um consumo 8,9% superior ao ano de 1999. Tal comportamento foi fortemente influenciado pela instalação e ampliação de estabelecimentos com elevado padrão de

consumo, como *shopping centers* e hipermercados; pela intensificação de atividades de turismo e lazer em parques temáticos, etc.; e pela expansão e modernização do comércio e outros serviços (ELETROBRÁS, 2000).

Por outro lado, o setor residencial não conseguiu manter os mesmos resultados verificados nos primeiros anos do Plano Real. A melhoria do nível de renda da população mais pobre, decorrente da estabilização da moeda e do controle do processo inflacionário, induziu à incorporação de bens de consumo duráveis, principalmente por estas classes menos favorecidas (MME, 2000 a). Com isso, elevou-se significativamente o estoque domiciliar de aparelhos eletroeletrônicos, contribuindo para a crescente “eletrificação” das residências e expansão do consumo residencial, que chegou a aumentar 7,1 % em 1998. De fato, o consumo médio residencial passou de 148 kWh/consumidor/mês para 178 kWh/consumidor/mês. Entretanto, em 1999, segundo ano consecutivo de reduzido crescimento econômico, a retração da renda média da população e os efeitos da temperatura amena levaram à queda do crescimento do consumo residencial, atingindo 2,7% em 2000 (CCPE, 2002).

### 2.2.2. Os Sistemas Isolados

Na década de 90, a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica nos sistemas isolados cresceu 5,6% a.a., apresentando taxas mais expressivas entre 1995 e 1998 com a melhoria da oferta de energia em alguns estados e pelos efeitos positivos do Plano Real sobre todos os setores da economia. Em 2000, o desempenho do mercado continuou muito bom, crescendo 6,5 % em relação a 1999 (CCPE, 2001).

A Figura 2.3 mostra a evolução do consumo por estados na década de 90, enquanto que a Tabela 2.4 traz os valores referentes aos anos de 1999 e 2000. Os melhores resultados no ano de 2000 se referiram aos Estados de Roraima, em função da expansão e melhoria da oferta de energia elétrica em Boa Vista; e do Amazonas, influenciada pelo desempenho do setor industrial. Já o pior resultado coube ao Estado de Rondônia, cujo consumo foi duramente afetado pelos setores residencial e comercial (CCPE, 2001). Vale ressaltar que a taxa negativa do Estado do Pará não se deveu a problemas com a oferta de energia e sim, à interligação de alguns sistemas isolados ao sistema interligado do estado.

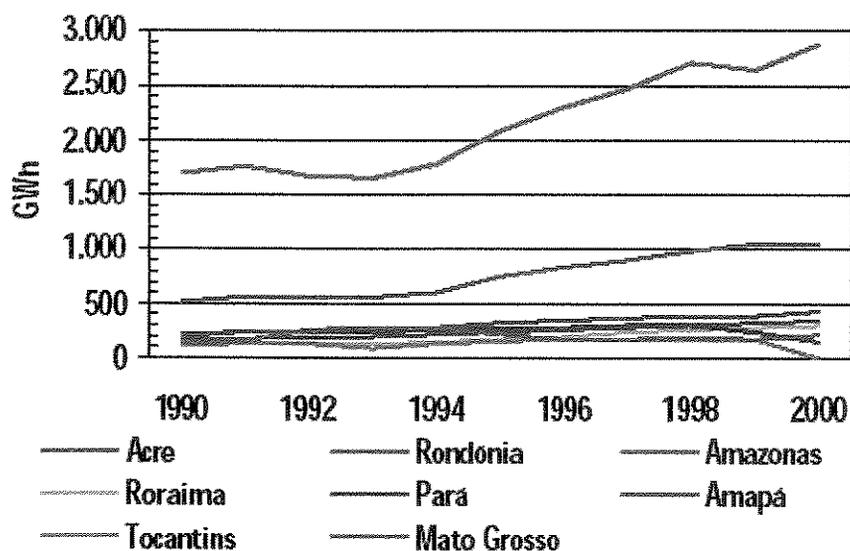


Figura 2. 3: Consumo de energia elétrica por estado.

Fonte: CCPE, 2002.

Tabela 2. 4: Consumo de energia elétrica por estado em 1999 e 2000.

Estados	1999 (GWh)	2000 (GWh)	Crescimento (%)
Acre	325	352	8,4
Rondônia	1.057	1.068	1,0
Amazonas	2.647	2.883	8,9
Roraima	274	315	14,9
Pará	231	157	-32,0
Amapá	383	437	14,1
Tocantins	2	3	50,0
Mato Grosso	175	209	19,4
<b>TOTAL</b>	<b>5.093</b>	<b>5.424</b>	<b>6,5</b>

Fonte: CCPE, 2001.

Diferentemente do sistema interligado, os sistemas isolados apresentam como principal consumidor o setor residencial. Em segundo lugar alternam-se os setores industrial, comercial e

outros. A Figura 2.4 mostra a evolução do consumo de energia elétrica em cada setor da economia na década de 90 e a Tabela 2.5 apresenta estes valores nos anos de 1999 e 2000.

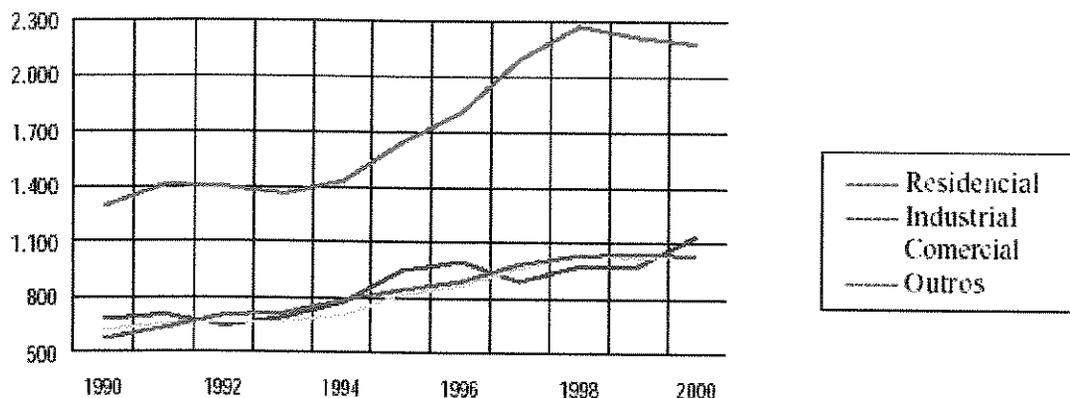


Figura 2. 4: Consumo de energia elétrica por setores nos sistemas isolados.

Fonte: CCPE, 2002.

Tabela 2. 5: Consumo de energia elétrica por setor nos sistemas isolados em 1999 e 2000.

Setores	1999		2000		Crescimento
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	
Residencial	2.121	41,6	2.181	40,2	2,8
Industrial	966	19,0	1.139	21,0	17,9
Comercial	995	19,5	1.052	19,4	5,7
Outros <sup>1</sup>	1.011	19,9	1.052	19,4	4,1
<b>TOTAL</b>	<b>5.093</b>	<b>100,0</b>	<b>5.424</b>	<b>100,0</b>	<b>6,5</b>

<sup>1</sup> Inclui o setor rural, iluminação pública, serviço público, poder público e consumo próprio das concessionárias.

Fonte: Elaboração própria a partir do Relatório Analítico do CTEM para o ciclo 2000 (CCPE, 2001).

O desempenho dos sistemas isolados no ano de 2000 foi sustentado pelo setor industrial, que aumentou seu consumo em 17,9%. Este resultado ocorreu devido ao incremento das atividades industriais no Estado do Amazonas, especialmente da Zona Franca de Manaus. O

maior investimento no setor e o aumento das exportações refletiram positivamente na elevação da produção industrial e, conseqüentemente, no consumo de energia elétrica (CCPE, 2001).

O setor residencial não conseguiu seguir os mesmos passos do industrial, apresentando um crescimento de apenas 2,8% em 2000, reflexo da retração do consumo residencial em Rondônia após o faturamento de consumidores sem medição pelo consumo mínimo e da ocorrência de racionamentos em alguns municípios, dentre outros motivos. Esta retração também acabou afetando o crescimento do consumo no setor comercial (CCPE, 2002).

### **2.3. Os Aspectos Institucionais**

A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro sempre esteve associada às modificações dos cenários econômico, político e social vividas no país e às tendências da indústria de eletricidade dos países desenvolvidos. Todas estas influências criaram três períodos distintos na evolução do setor elétrico: o primeiro, de domínio das empresas privadas estrangeiras; o segundo, de intervenção estatal em âmbito nacional; e o terceiro, de desverticalização e abertura do setor à participação de agentes privados em um ambiente de mercado competitivo. Cada um destes três períodos é apresentado a seguir para auxiliar na compreensão das reformas iniciadas no setor nos anos 90.

#### *2.3.1. O Domínio de Empresas Privadas Estrangeiras no Setor Elétrico Brasileiro*

O início do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro foi marcado pela ação pioneira de empreendedores privados nacionais e de alguns governos municipais. Nesta época, final do século XIX, o capital cafeeiro era a principal atividade econômica do país e, por isso, as usinas de geração, termoelétricas ou hidroelétricas, surgiam nas grandes fazendas de café como símbolo de *status* (Mammana, 1994). O processo de profissionalização do setor elétrico veio a ocorrer nos anos seguintes, com a participação de duas grandes empresas estrangeiras: a LIGHT e a AMFORP.

Em 1899, através do decreto do Presidente Campos Sales, instalou-se no país a *São Paulo Railway Light and Power Co. Ltda.*, empresa canadense pertencente ao Grupo LIGHT, obtendo concessão para exploração dos serviços de iluminação, produção de energia elétrica, transportes urbanos (bondes de tração elétrica) e telefonia na cidade de São Paulo (Portes, 1998). Contando com recursos técnicos e financeiros abundantes, a LIGHT foi, aos poucos, derrotando seus concorrentes e ampliando suas áreas de atuação. Em 1904, foi criada a *Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co. Ltda.*, outra empresa do Grupo LIGHT, atuando na geração e fornecimento de eletricidade ao Distrito Federal. Quatro anos depois estava em funcionamento a Usina Hidrelétrica (UHE) de Fontes, no Estado do Rio de Janeiro, com potência de 12 MW, logo ampliada para 24 MW (Leite, 1997). Era a maior usina hidrelétrica do Brasil e uma das maiores do mundo. Estava, assim, consolidado o domínio da LIGHT nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro.

Enquanto os principais mercados estavam sendo dominados, foram surgindo em outras capitais e cidades inúmeras empresas com o objetivo de atender o fornecimento de energia a localidades definidas, com iniciativas de menor porte e de forma isolada. Logo se verificou a conveniência em organizar empresas de maior porte e abrangência territorial, caracterizando a década de 20 por movimentos de fusões e incorporações. Neste contexto surgiu a Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras, empresa americana pertencente à *American Foreign Power Co.* – AMFORP. A orientação adotada pela empresa era de adquirir empresas instaladas fora da área de concessão da LIGHT. Com isso, em 1928 a AMFORP já atuava em grande parte do interior de São Paulo e arredores, em Recife, Salvador, Natal, Maceió, Vitória, interior do Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre e Pelotas (Leite, 1997).

Na década de 30 surgiram no cenário internacional fortes pressões em favor da maior participação do poder público nos serviços de energia elétrica, objetivando, entre outras metas, reduzir as altas tarifas cobradas pelas concessionárias. Nos Estados Unidos e Europa, tais questões foram solucionadas com a forte regulamentação por parte do Estado. No Brasil, a Revolução de 30 conduziu Getúlio Vargas ao poder, iniciando uma nova etapa na história do país com profundas transformações em todos os setores de atividades, inclusive de energia elétrica. Até 1934, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica eram realizados de forma isolada e independente pelas concessionárias privadas, sem muita interferência do

Estado. Neste mesmo ano, foi aprovado o Código de Águas, regulamentado pelo Decreto nº 24.743, introduzindo modificações substanciais na sistemática dos aproveitamentos hidroelétricos, entre elas: a incorporação das quedas d'água ao patrimônio da União; a restrição da concessão a brasileiros ou empresas organizadas no país, ressaltando os direitos até então adquiridos; e a instituição do princípio de “custo histórico” e do “serviço pelo custo” para a determinação das tarifas (Portes, 1998).

Esta nova política tarifária constituiu-se num dos grandes desestímulos ao investimento das concessionárias no setor elétrico brasileiro. Anteriormente, o preço da energia estava vinculado ao preço do ouro através da chamada cláusula ouro, a partir do qual o pagamento da unidade de energia fornecida era feito metade em papel e metade em ouro (Medeiros, 1993). Até a extinção desta cláusula, através do Decreto nº 23.501 em 1933, acredita-se que a LIGHT, na qualidade de detentora de 40% da capacidade total, e outras concessionárias obtiveram elevados lucros com as tarifas de energia elétrica.

Para garantir a regulamentação do Código de Águas e promover o desenvolvimento do setor elétrico foi instituído o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, em 1939, subordinado diretamente ao Presidente da República, à época Getúlio Vargas.

Com a Segunda Guerra Mundial, iniciou-se o processo de deterioração do setor elétrico. Segundo Leite (1997) três motivos principais levaram a este estágio: as mudanças do quadro institucional, resultando na nova legislação de 1934 e na Constituição de 1937; o longo período de dificuldade de importação e fraqueza do parque industrial nacional, incapaz de suprir os equipamentos necessários à manutenção e expansão do sistema; e a alta inflação do período.

O processo acelerado de urbanização, de difusão do uso de eletrodomésticos e de industrialização vislumbrou a incerteza do suprimento de energia elétrica após o conflito mundial. A necessidade de dar continuidade ao processo de desenvolvimento econômico, iniciado em 1930, levou a energia elétrica ao centro das discussões por todo o país. Neste contexto, configuravam-se duas correntes opostas: os privatistas, que não aceitavam a intervenção estatal na produção de bens e serviços; e os nacionalistas, que defendiam a atuação do Estado na atividade de energia elétrica e a própria encampação das empresas estrangeiras (Medeiros, 1993).

A busca pela solução deste impasse surgiu dos próprios estados da Federação, onde o fornecimento de energia elétrica encontrava-se debilitado, a ponto de provocar racionamentos em várias regiões. A criação da Comissão Estadual de Energia Elétrica – CEEE, pelo Governo do Rio Grande do Sul em 1943 marcou o início do segundo período da história do setor elétrico. A mentalidade nacionalista vigente levou o setor a sair de uma fase de domínio do capital privado e descentralização do sistema, para outra de forte intervenção estatal e centralização das atividades no âmbito nacional.

### *2.3.2. A Intervenção do Estado no Setor Elétrico Brasileiro: da Consolidação à Deterioração do Modelo*

Como já mencionado, o desenvolvimento do modelo estatal no setor elétrico brasileiro iniciou-se com a criação da CEEE, na qual verificou-se a primeira iniciativa de centralização dos serviços de energia elétrica nas mãos de uma empresa estadual. A crise de abastecimento da AMFORP no Rio Grande do Sul assumiu dimensões gigantescas com o racionamento de combustíveis no pós-guerra e a estiagem de 1944, levando a CEEE à elaboração de um plano de eletrificação para este estado. Segundo Medeiros:

*“Embora fosse um plano em escala modesta, havia uma estrutura bem articulada de financiamento via imposto único sobre tarifas, as quais foram sendo unificadas pelo Estado com um espírito bem nacionalista (...)”* (Medeiros, 1993).

Neste contexto, a política de eletricidade do Governo visou transferir as concessões municipais para a esfera estadual, permitindo assim a interligação regional do sistema.

Em 1945, fim do primeiro governo do Presidente Getúlio Vargas, ocorreu a primeira intervenção direta do governo federal no setor elétrico: a criação da Companhia Hidrelétrica de São Francisco – CHESF. Em 1955 entrou em operação a UHE Paulo Afonso, com potência de 180 MW, para atender o fornecimento de eletricidade da Região Nordeste. Estabeleceu-se, a partir de então, o chamado “pacto de clivagem”, que garantia às empresas estrangeiras e governos estaduais a promoção do desenvolvimento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, ficando a cargo do governo federal o controle das grandes obras de geração hidroelétrica (Mammana, 1994).

Seguindo a trilha do governo gaúcho, o Estado de Minas Gerais, em 1949, determinou em sua legislação a possibilidade de constituição de empresas de economia mista em seu setor elétrico. Neste contexto, surgiu em 1952, durante o governo estadual de Juscelino Kubitschek, a Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG, empresa holding com participação majoritária do governo estadual para atuar na geração, distribuição e transmissão de energia elétrica (Medeiros, 1993).

O grande crescimento da demanda gerou sérios problemas no abastecimento dos mercados atendidos pelas concessionárias estrangeiras, afetando especialmente a Região Sudeste, maior pólo industrial do país. A LIGHT e a AMFORP tinham praticamente esgotado os potenciais hidráulicos de suas áreas de concessão, atendendo seus mercados com a ampliação da capacidade instalada das usinas já existentes. Com o objetivo de auxiliar o atendimento desta região, foi criada a empresa federal Central Elétrica de Furnas em 1957, tendo como acionistas o governo federal, os Estados de Minas Gerais e São Paulo, a LIGHT e a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, esta pertencente ao Grupo AMFORP.

Os governos do Presidente Getúlio Vargas (1951-1954) e o do Presidente Juscelino Kubitschek (1956-1961) tiveram como característica principal a ampliação do processo de industrialização do país através do aumento da produção de bens de consumo e da renda nacional. Com isso, a necessidade de expandir a oferta de energia elétrica impulsionou os estados a participarem cada vez mais do setor elétrico brasileiro, restringindo gradativamente a participação das duas grandes concessionárias estrangeiras, LIGHT e AMFORP. De acordo com Portes (1998), as empresas estatais passaram a agir de maneira monopolista, na qual suas decisões dependiam de interesses políticos e não de opções técnicas mais viáveis. Com a alternância de grupos políticos no poder, a continuidade dos projetos estava diretamente afetada, beneficiando apenas alguns grupos ou regiões em detrimento de toda a sociedade.

Com a criação do Ministério de Minas e Energia – MME, em 1960, e das Centrais Elétricas do Brasil - ELETROBRÁS, em 1961, já no governo do Presidente Jânio Quadros, deu-se início a profundas transformações na estrutura do setor, principalmente na segunda metade dos anos 60. De acordo com Portes:

*“O planejamento do setor, até então regional e assistemático, foi adquirindo uma feição mais definida e organizada, tanto institucionalmente quanto em termos hierárquicos (...)”* (Portes, 1998).

A empresa *holding* constituída era uma sociedade de economia mista, sob controle majoritário da União, responsável pela gestão dos fundos fiscais e pelo planejamento e promoção do desenvolvimento elétrico nacional. Para tanto, absorveu os dois grandes empreendimentos do governo federal: CHESF e FURNAS; e associou-se a outros da esfera estadual (Ramalho, 1999).

Enquanto isso, a conjuntura nacional econômica e política, interna e externa se deteriorava, culminando com o ponto de ruptura em 31 de março de 1964. Ao assumirem o poder, os militares traçaram como meta principal o saneamento da economia brasileira, muito desgastada com a política desenvolvimentista de Kubitschek e com o endividamento externo crescente. Neste contexto, o primeiro governo militar concentrou todos os seus esforços no combate à inflação; enquanto que o segundo e terceiro governos buscaram o crescimento econômico do país.

A política econômica dos três primeiros governos militares beneficiou o setor de energia elétrica. Ainda no final de 1964, as concessionárias estrangeiras controladas pelo Grupo AMFORP foram compradas pelo governo federal e passaram a fazer parte da ELETROBRÁS. Com a criação das Centrais Elétricas do Sul do Brasil – ELETROSUL, em 1968, e das Centrais Elétricas do Norte do Brasil – ELETRONORTE, em 1973, completou-se o grupo de empresas responsáveis pelo planejamento, construção e operação dos sistemas de geração e transmissão das regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul: a ELETROBRÁS (Ramalho, 1999).

Ao mesmo tempo iniciou-se uma política de reajuste tarifário, com a elevação das tarifas, entre 1964 e 1967, em média 60% acima da inflação do período (Medeiros, 1993). Nos dois governos seguintes manteve-se a política tarifária, mas em níveis bem inferiores de aumento. Em 1967 foram elevadas as alíquotas do Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE, criado em 1945; e em 1969 ampliou-se o montante arrecadado com o empréstimo compulsório. Finalmente, em 1971 foi criada a Reserva Global de Reversão – RGR para permitir a encampação das concessionárias não estatais ao fim dos respectivos prazos de concessão.

Desta forma, o Estado conseguiu captar para o setor elétrico amplas fontes de recursos internos, via tarifa ou outros tributos específicos; e externos, facilitados pelas condições de

financiamento do mercado financeiro internacional após a reconstrução da Europa no pós-guerra (Medeiros, 1993).

O Primeiro Choque do Petróleo, em 1973, trouxe mudanças significativas na economia brasileira e, conseqüentemente, no setor elétrico. Uma das mais significativas foi a promoção da equalização tarifária, ainda em 1973. Até esta data, cada empresa tinha seu custo particular de serviço e sua respectiva tarifa. Com a equalização, passou-se a aplicar uma única tarifa, cujo nível deveria permitir a cobertura das despesas operacionais do setor e possibilitar uma remuneração aos concessionários entre 10 e 12% ao ano (Mammana, 1994). Todo o excedente de remuneração (acima de 12%) era recolhido ao fundo de equalização tarifária, conhecido como Reserva Global de Garantia - RGG; e ao fundo de reversão RGR. As empresas que não atingiam a remuneração eram supridas com a RGG, enquanto que a RGR era destinada ao financiamento no setor.

Os anos que se sucederam ao Primeiro Choque do Petróleo foram marcados pela redução do crescimento econômico brasileiro e aumento da inflação. A política de preços dita de “realidade tarifária”, que marcou o setor elétrico por mais de uma década (1964-1975), foi abandonada. Em 1975, a tarifa de eletricidade sofreu redução do seu valor real e em 1977, com o Decreto nº 79.706, do então Presidente Ernesto Geisel, ela escapou ao âmbito do setor elétrico, sofrendo intervenção direta da área econômica do governo federal, através do Ministério da Fazenda. A partir de então, a tarifa de eletricidade passou a ser utilizada como mecanismo de contenção à inflação (Medeiros, 1993).

Na esfera organizacional, a finalização do processo de estatização do setor só veio a completar-se em 1978, com a compra da LIGHT pela ELETROBRÁS. Deste momento em diante a estrutura institucional manteve-se a mesma, com a ELETROBRÁS responsável pelo planejamento, financiamento, expansão e coordenação do setor elétrico e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, criado em 1968, atuando como regulador das atividades do setor. Ambas instituições seguiam as diretrizes especificadas pela política de energia elétrica, determinada pelo MME.

Com relação à preservação do meio ambiente, a preocupação do governo federal iniciou-se de forma institucional, com a criação da Secretaria Especial do Meio Ambiente – SEMA, em 1973, que tinha como objetivo estabelecer um sistema nacional voltado à questão ambiental. Ao

final da década de 70, algumas empresas do setor elétrico já possuíam órgãos de assessoria ligados a esta questão, o que continuou acontecendo durante toda a década de 80.

Com o Segundo Choque do Petróleo, em 1979, a recessão americana e a elevação dos juros no mercado internacional, o endividamento externo e o processo inflacionário brasileiro tornaram-se insuportáveis. Em 1980 os banqueiros internacionais interromperam a renovação de débitos brasileiros e em 1982 a moratória mexicana levou à suspensão de novos empréstimos. A esta altura, a recessão já passava a ser uma realidade brasileira.

A equalização tarifária havia criado uma mentalidade perversa no setor, como bem cita Medeiros:

*“(...) criou-se a cultura do gastar antes que outro gaste: tanto as empresas que contribuíam para o fundo de equalização quanto as beneficiárias por este mecanismo eram estimuladas a aumentar seus custos.”(Medeiros, 1993).*

Como a remuneração das concessionárias estava garantida, esta prática acabou por induzir à ineficiência no setor. Enquanto isso, os reduzidos níveis tarifários estimulavam o aumento do consumo de eletricidade em todo o país. Ao invés de serem adotadas medidas de conservação de energia para atender a demanda, optou-se pela realização de grandes obras de expansão do sistema de geração (UHE Itaipú, UHE Tucuruí e a Usina Nuclear de Angra I), de interligação dos sistemas de transmissão e de melhoria na distribuição das concessionárias estatais.

Ao mesmo tempo, os baixos valores das tarifas não estimularam o investimento na geração a partir de outras fontes de energia, senão a hidráulica, já que aquelas apresentavam custos relativamente mais elevados. Apesar dos movimentos ambientalistas emergentes no Brasil no final da década de 70, especialmente os relacionados à atividade de geração hidráulica e nuclear, continuou havendo um certo desinteresse pelas fontes renováveis alternativas pois suas tecnologias de aproveitamento atendiam à pequenas demandas, indo contra a política de realização de grandes obras adotada pelos governos militares. Esta situação só começou a se alterar em 1979 com a crise do petróleo, quando o governo federal passou a investir na redução da dependência energética e na substituição dos combustíveis fósseis.

De uma maneira geral, os financiamentos no mercado internacional tomaram-se a mola mestra da expansão do setor elétrico durante a segunda metade dos anos 70, já que os recursos setoriais, atrelados às tarifas, vinham perdendo sua importância com a redução desta abaixo dos níveis da inflação. Com a crise econômica nacional, as empresas do setor voltaram-se para os empréstimos no mercado financeiro doméstico, visando obter recursos para cumprir os compromissos assumidos anteriormente e concluir empreendimentos em andamento. O Estado passou a se financiar através da ampliação da dívida interna e emissão de papel moeda, acarretando no aumento da inflação.

Além da crise financeira, o setor elétrico vinha perdendo também a autonomia técnica e de gestão. A Lei de Itaipú, decretada no início da década de 70, estabelecia o quanto cada empresa deveria adquirir de energia, independente das negociações, mudando radicalmente a estrutura dos contratos realizados até então entre empresas supridoras e distribuidoras de energia elétrica. Esta lei, juntamente à equalização tarifária, gerou uma grande fonte de poder ao governo federal, reduzindo o poder das empresas estaduais estatais. Muitas decisões passaram a ser tomadas por critérios “tecnicamente justificados”, externos ao setor, que nem sempre levavam ao desejado retorno econômico e social.

Assim, a recessão do mercado, levando o governo a adotar a política de aumento do consumo de energia elétrica para reduzir as importações de petróleo; o baixo valor da tarifa, usado como instrumento de combate à inflação; e o crescente endividamento interno e externo foram os principais fatores que levaram à instalação da crise no setor elétrico, que perdurou até o início da reestruturação do setor em 1995 (Ramalho, 1999).

Por outro lado, a década de 80 foi marcada pela formação do aparato institucional referente ao meio ambiente no setor elétrico. Com a criação do Sistema Nacional de Meio Ambiente – SISNAMA e do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA, em 1981, foram editadas importantes resoluções que contribuíram para a implementação da política ambiental do Governo no setor elétrico brasileiro. A primeira delas foi a publicação do Plano Diretor para Proteção e Melhoria do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico – I PDMA pela ELETROBRÁS em 1986, propondo oficialmente uma política ambiental para o setor. Para implementar estas propostas foi criado no mesmo ano o Comitê Consultivo de Meio Ambiente – CCMA/ELETROBRÁS. Paralelamente ao comitê, surgiu o Departamento de Meio Ambiente –

DEMA, também na ELETROBRÁS em 1987; e o Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico – COMASE, no MME em 1988 (Mariotoni & Badanhan, 2001). Ainda em meados de 1988, o setor elétrico instituiu a Comissão de Planejamento da Transmissão na Amazônia – CPTA para desenvolver estudos específicos sobre a implantação e operação de linhas de transmissão à longa distância, levando em conta os impactos sócio-ambientais ao longo de seu percurso (ELETROBRÁS, 1991).

Em 1989, foi extinta a SEMA, sendo suas funções, juntamente com a de outras superintendências, absorvidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Minerais – IBAMA, criado no mesmo ano e ligado ao Ministério do Interior (Mammana, 1994). O processo de internalização da questão ambiental no setor elétrico culminou com a elaboração do II PDMA, que realimentou a política ambiental estabelecendo novas diretrizes que continuam norteando as ações no setor até os dias atuais (Mariotoni & Badanhan, 2001).

Enquanto isto, o agravamento da crise na década de 80 levou ao desenvolvimento de dois estudos, realizados no governo do Presidente José Sarney, que visaram apresentar propostas para reequilibrar o setor elétrico. O primeiro deles foi o Plano de Recuperação Setorial - PRS, aprovado em 1985. Seu objetivo principal foi a promoção do saneamento financeiro do setor, visando recuperar sua capacidade de investimento através, principalmente, da reposição tarifária, da retomada dos investimentos setoriais e da obtenção de recursos internos e externos.

Segundo Ramalho:

*“O desenvolvimento econômico e financeiro previsto pelo PRS não pôde ser concretizado em virtude da nova política tarifária adotada pelo Plano Cruzado, quando, ao ser decretado o congelamento de preços em 1986, as tarifas continuaram em baixos níveis, inferiores à remuneração de 7% prevista pelo Plano.”* (Ramalho, 1999).

Em 1988 foi apresentado o segundo estudo, chamado de Revisão Institucional do Setor Elétrico - REVISE. Neste estudo foram identificados os problemas do setor e apresentadas as sugestões para resolvê-los. Entre os principais problemas apontados estavam: o endividamento setorial; o conflito entre empresas estatais estaduais e federais; a equalização tarifária; a desatualização da legislação básica do setor; a grande interferência externa no setor; e a ausência

do capital privado (Medeiros, 1993). Como solução, o relatório sugeriu uma necessária e urgente reforma no modelo institucional do setor elétrico.

As modificações sugeridas pelos estudos iniciaram-se em 1993, primeiramente na legislação do setor elétrico, com a aprovação da Lei nº 8.631, que desequilibrizou as tarifas de energia elétrica e acabou com a remuneração garantida dos investimentos (Ramalho, 1999). A partir de então, cada empresa deveria propor suas tarifas ao DNAEE e, sendo aceitas, estas deveriam ser revistas e reajustadas para refletir as variações monetárias. Mecanismos de revisão foram instituídos, mas o processo foi interrompido em 1994 com o plano de estabilização antiinflacionário do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

A Lei nº 8.631 também determinou a extensão do rateio de despesas com combustíveis fósseis aos sistemas isolados através da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Desde 1982, esta conta especial atendia o rateio dos ônus e vantagens do consumo destes combustíveis em centrais geradoras térmicas pertencentes aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste (ANEEL, 1999 a). Com o Decreto nº 774, de 18/03/93, regulamentou-se esta lei definindo o desdobramento de três subcontas distintas: CCC-S/SE/CO, CCC-N/NE e CCC-ISOL, e introduzindo o conceito de “Energia Hidráulica Equivalente”<sup>2</sup>. Assim, com o fim da equalização tarifária, criou-se a CCC-ISOL com o objetivo de subsidiar a produção de energia termoeletrica nos sistemas isolados da Região Norte. Considerando o contexto de privatização do setor elétrico, Leite deixa bem claro sua crítica à esta prática:

*“É difícil imaginar-se que tal sistema possa funcionar quando for sendo concretizada a privatização das concessionárias das Regiões Nordeste, Sudeste e Sul.”* (Leite, 1997).

Ainda em 1993, foram aprovados dois decretos no processo de transformação da legislação do setor elétrico: o Decreto nº 915 e o Decreto nº 1.009. O primeiro dispôs sobre a formação de consórcios entre concessionárias e autoprodutores para a exploração de aproveitamentos hidrelétricos; enquanto que o segundo, juntamente com a Portaria nº 337 (abril de 1994), instituiu o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica – SINTREL, com o objetivo de

---

<sup>2</sup> Entende-se como a energia que poderia substituir a totalidade da geração termoeletrica de cada concessionária, caso os sistemas estivessem completamente interligados.

possibilitar o intercâmbio de energia entre concessionários e produtores independentes. Em 1997, a Portaria nº 337 foi substituída pela de nº 459, que tornou livre o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (Portes, 1998).

Com relação à questão ambiental, um novo enfoque foi dado ao tema meio ambiente com a publicação da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, tratando-o de forma separada, em um capítulo especialmente dedicado a ele, e em outros artigos. O crescente interesse ambiental culminou com a realização da Conferência da ONU sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, conhecida como ECO-92, no Rio de Janeiro, mencionada no próximo capítulo.

O terceiro período da história do setor elétrico iniciou-se com as reformas institucionais ocorridas em 1995, quando foram definidas as diretrizes para um mercado competitivo, introduzida a figura do Produtor Independente de Energia, e desverticalizada a indústria de energia elétrica em suas atividades de geração, transmissão e distribuição.

### *2.3.3. A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*

A necessidade de reduzir a dívida pública, o esgotamento da capacidade de financiamento do setor público e a necessidade de investimentos significativos para a expansão e de elevação da eficiência no setor foram algumas das razões utilizadas para incluir o setor elétrico, até então mantido como monopólio estatal, no Programa Nacional de Desestatização em 1992, durante o governo do Presidente Fernando Collor de Mello (Sassi & Andrade, 1998). Assim, de uma estrutura relativamente simples, composta por poucos agentes, verticalizados ou não em toda a cadeia produtiva, sugeriu-se o estabelecimento de um novo modelo, caracterizado pela participação de novos agentes provenientes da desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição.

A estratégia federal de privatização passou a ser considerada como a solução para os problemas do setor e como condição necessária para a instalação de um mercado competitivo que atraísse investimentos privados, precipitando-se à consolidação do necessário arcabouço regulatório para a nova estrutura do setor elétrico.

O ano de 1995 foi marcado pela aprovação das Leis nº 8.987 e 9.074 e pela realização da primeira privatização no setor elétrico: da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA, empresa distribuidora de energia elétrica deste estado. A primeira lei, chamada “Lei das Concessões”, criou condições para a maior participação de capitais privados e introduziu a competição na construção de novos projetos mediante regulamentação do regime de licitações das concessões, outorgadas anteriormente apenas às concessionárias estaduais ou federais. A segunda complementou a primeira com o estabelecimento de bases legais para que os grandes consumidores de energia pudessem comprar energia livremente (ANEEL, 1998). A partir destas duas leis definiu-se o caminho da reforma do setor: licitação de novos potenciais hidráulicos, para criar um mercado competitivo na geração; livre acesso à transmissão e definição de uma malha básica; opção de escolha de supridora de energia aos consumidores livres; determinação das tarifas pelo preço; introdução do Produtor Independente de Energia – PIE; obrigatoriedade de conclusão dos projetos paralisados; e criação de mecanismos facilitadores para a privatização (Ramalho, 1999).

A licitação para privatização da ESCELSA foi realizada em meio a um ambiente de grandes incertezas, principalmente quanto ao novo sistema tarifário que seria experimentado (Rosa et al, 1998). No ano seguinte o governo federal realizou a privatização da LIGHT, empresa distribuidora de energia elétrica no Rio de Janeiro. Com o processo de privatização já em curso, introduziu-se no modelo um órgão regulador para auxiliar na definição das atribuições dos novos agentes e criar um ambiente favorável à integração destes, num mercado de livre competição: a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Aprovada pela Lei 9427, de dezembro de 1996, é de sua competência:

*“(...) regular e fiscalizar os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação específica e em conformidade com as diretrizes do Governo Federal (...); servir de mediadora entre os agentes do setor e os consumidores (...) e conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia elétrica (...)” (ANEEL, 1999 b).*

No antigo modelo do setor elétrico, a atividade de regulação estava a cargo do DNAEE que, segundo Tolmasquim & Pires (1994), acabou submetido às empresas por ele controladas, não exercendo com eficiência as suas atividades. Suas funções foram progressivamente esvaziadas

enquanto se processava a centralização do processo decisório, chegando inclusive a influenciar em seu número de funcionários, ao todo apenas 35 empregados. De acordo com estes mesmos autores:

*“Na prática, o DNAEE deixou de atuar como órgão regulador, limitando-se a referendar as decisões que lhe eram encaminhadas pela ELETROBRÁS e/ou MME.”*  
(Tolmasquim & Pires, 1994).

Ainda em 1996, foi contratada a consultoria inglesa Coopers & Lybrand para propor a reorganização do setor. O relatório da consultoria, concluído em junho de 1997, procurou definir os aspectos legais, estruturais, comerciais, jurídicos, regulamentares e institucionais para implementar a efetiva competição na indústria de energia elétrica, especialmente nas atividades de geração e comercialização (Portes, 1998).

Como parte das propostas da consultoria, o novo modelo do setor elétrico introduziu o Mercado Atacadista de Energia – MAE, criado pelo Decreto nº 2655, de setembro de 1998, mas com operação prevista para o segundo semestre de 2000. Neste ambiente seriam processadas a compra e venda de energia entre seus participantes, obedecendo ao limite dos sistemas interligados (ANEEL, 1999 a). No MAE seriam realizados dois tipos de transações: uma referente à aquisição de blocos de energia no curto prazo a partir da disponibilidade ofertada pelas geradoras (mercado *spot*); e outra composta de acordos bilaterais de longo prazo entre compradores e vendedores de energia (Rosa et al, 1998).

As atividades de coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados ficaram sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema – ONS, constituído pela Lei nº 9.648, de maio de 1998. Sua função abrangia, entre outros itens, o planejamento operacional da geração e transmissão em horizontes de até cinco anos; a programação e despacho da geração; a cobrança de encargos pelo uso da rede e remuneração dos prestadores de serviços de transmissão (Portes, 1998).

Os consumidores passaram a ser divididos em cativos e livres. Aos consumidores livres foi dado o direito de escolha de seu fornecedor de energia elétrica e suas transações seriam realizadas no MAE. Aos cativos, em função de limites técnicos, o atendimento seria realizado pela concessionária que fisicamente integrasse o consumidor à rede (Ramalho, 1999).

No âmbito estadual, foram verificadas algumas iniciativas no processo de regulação das empresas privadas. No caso do Estado de São Paulo, foi criada a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, pela Lei Complementar nº 833 de outubro de 1997, para atuar no papel de reguladora e fiscalizadora dos serviços públicos de energia elétrica, em convênio com a ANEEL, e do serviço de distribuição de gás canalizado. Segundo Portes (1998), a CSPE decidiu adotar um modelo de regulação que buscasse a qualidade dos serviços prestados pelas empresas de distribuição de eletricidade. Para tanto, foi instituído o Programa Estadual de Qualidade de Energia Elétrica, a partir da Resolução SEE nº 06, de fevereiro de 1997, que permitia o controle das empresas com base em indicadores e padrões aplicáveis a um único consumidor ou a grupos de consumidores. Atualmente as concessionárias estatais estão sendo obrigadas a cumprir as metas de desempenho estabelecidas e as privatizadas já integram estes procedimentos aos contratos de concessão firmados.

Todo este processo de reestruturação do setor atingiu também a área ambiental, acarretando na transferência de parte das responsabilidades setoriais do DEMA e do COMASE para outros órgãos colegiados. A articulação da política ambiental passou à responsabilidade do Comitê Técnico Sócio-Ambiental, organismo vinculado ao Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE/MME (Mariotoni & Badanhan, 2001).

No âmbito das empresas do sistema ELETROBRÁS, ocorreu em 1998 a privatização da GERASUL, empresa de geração criada a partir da cisão parcial da ELETROSUL. Através da Resolução CND nº 02/99, de fevereiro de 1999, foi viabilizada também a desestatização de FURNAS, ELETRONORTE e CHESF, não havendo data ainda prevista para suas licitações (Ramalho, 1999). As privatizações ocorridas até 1999 no setor elétrico brasileiro estão sintetizadas na Figura 2.5.

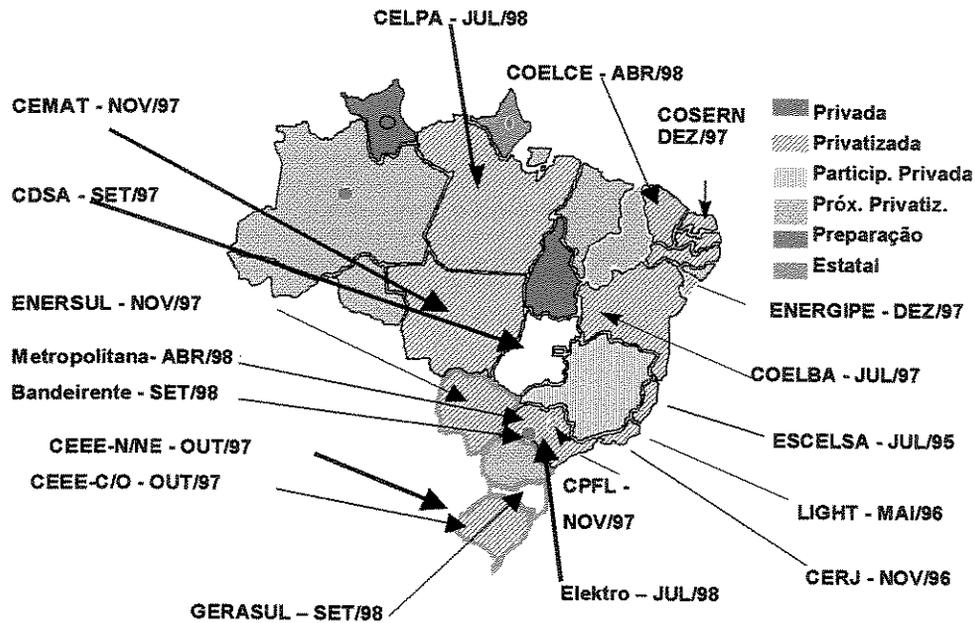


Figura 2. 5: Privatização do setor elétrico brasileiro.

Fonte: Winrock International, 1999.

Entretanto, a ausência de um planejamento mais efetivo do setor elétrico e de investimentos na atividade de geração acabou levando à grande crise de fornecimento de energia elétrica vivida no ano de 2001. A partir daquele momento, passou-se a discutir não apenas o modelo de reestruturação adotado para o setor elétrico, mas especialmente a importância da diversificação das fontes energéticas, tão mencionada na Política Energética Nacional e no Planejamento Energético do setor, mas efetivamente pouco buscada até então (Cavaliero et al, 2001). Como resultado, voltou-se a discutir a importância das fontes renováveis alternativas e a necessidade de investir em sua disseminação.

Diante deste cenário, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE com o objetivo de atuar de forma imediatista, inserindo metas de redução do consumo de eletricidade configuradas no Plano de Racionamento, e também de buscar soluções de curto e médio prazo para incentivar investimentos em geração e diversificar a matriz energética do setor (CSPE, 2001). Entretanto, todas as regulamentações desenvolvidas foram direcionadas para atender o sistema interligado, já que o racionamento foi iniciado nas Regiões Sudeste, Centro-

Oeste e Nordeste e estendido apenas aos Estado do Pará, Tocantins e Maranhão em função da transferência de energia da UHE Tucuruí, que abastece grande parte destes estados, à Região Nordeste.

Para tentar corrigir algumas disfunções detectadas no modelo de reestruturação durante o período de racionamento, especialmente as relacionadas com ao funcionamento do MAE, foi publicado o Plano de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico em janeiro de 2002. Em seu Relatório de Progresso nº 1 foram elencadas várias medidas, algumas de implementação imediata e outras a serem submetidas à consulta pública. Dentre as imediatas encontravam-se o aperfeiçoamento do processo de despacho e formação de preço, a regulamentação da venda da “energia velha”, a universalização do atendimento e as fontes alternativas de energia.

Quanto às fontes alternativas de energia, o Plano sugeria a modificação do sistema de financiamento dos programas com o objetivo de estimular o desenvolvimento de tecnologias cujo estado atual impedia que fossem competitivas. Além disto, buscava-se com esta medida explicitar os subsídios a estas fontes e ratear os custos entre todos os consumidores do país, evitando que todos os custos destas tecnologias recaíssem sobre apenas um grupo de consumidores (Energia Brasil, 2002 a). As diretrizes delineadas para atender este objetivo foram sendo aperfeiçoadas ao longo dos demais relatórios, sendo o Relatório de Progresso nº 4 o último deles publicado em novembro de 2002, antes da mudança do Governo. A principal ação tomada refere-se à criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, mencionado no Capítulo 5. Além disto, o Relatório de Progresso nº 4 apresentou um balanço das atividades do Comitê de Revitalização desde a sua criação, resumindo os resultados dos relatórios de progresso anteriores (Energia Brasil, 2002 c).

Todo este contexto ainda gera muitas incertezas quanto ao modelo de reestruturação a ser seguido, especialmente com a vitória de Luis Inácio Lula da Silva para a Presidência da República. De acordo com o programa do Partido dos Trabalhadores para o setor elétrico, não será dada continuidade ao processo de privatização das empresas de geração, mantendo o modelo em um arranjo misto, com empresas privadas e estatais. Além disto, o programa prevê o resgate e aperfeiçoamento do sistema de planejamento integrado, a retomada do sistema de tarifas pelo custo do serviço, a democratização e o fortalecimento do sistema de regulação, e a necessidade de

valorizar as fontes renováveis alternativas na geração de energia elétrica, entre outras diretrizes (Instituto Cidadania, 2002).

#### **2.4. Considerações Finais**

Este breve histórico da evolução do setor elétrico permitiu visualizar o caminho trilhado até o momento. A partir de uma estrutura onde predominava o capital privado (1º período), partiu-se para uma outra centralizada nas mãos do Estado (2º período). Durante várias décadas esta estrutura permitiu um relativo grau de desenvolvimento ao setor, vindo a apresentar os primeiros sinais de esgotamento na década de 80. O agravamento da crise econômica brasileira e, conseqüentemente do setor elétrico, levou à realização de profundas modificações em sua estrutura, iniciadas a partir de 1995 (3º período).

Atualmente se vive um momento de incertezas no setor elétrico brasileiro. A passagem de um sistema centralizado nas mãos dos governos federal e estadual para outro onde há a inserção de agentes privados em um ambiente competitivo, pretendido anteriormente, não foi completa e ainda não se sabe como funcionará o arranjo misto. Nesta fase, é preciso observar que não se têm claro quais os tipos de estrutura que resultarão deste processo e é justamente neste sentido que pairam algumas dúvidas quanto às conseqüências que poderão trazer ao setor elétrico. Da mesma forma, a atuação da ANEEL deverá ser revista, enquanto agência reguladora do setor.

No entanto, todas as medidas adotadas para reestruturar o setor se aplicam basicamente ao sistema interligado, onde a introdução de um ambiente competitivo é mais possível. Como mencionado, à exceção das capitais dos estados que compõem os sistemas isolados, o interior apresenta um atendimento extremamente inadequado, onerado pelo transporte de combustíveis e pelo uso de equipamentos com vida útil ultrapassada. Além disto, seriam necessários investimentos elevados para atender, de forma confiável, um mercado onde a renda mensal familiar é muito baixa. Por isto, todas as atenções da agência têm se voltado prioritariamente para regulamentar o sistema interligado, especialmente no que se refere à implantação do mercado de energia elétrica.

Desta forma, deve-se lembrar que existem atualmente dois sistemas no setor elétrico brasileiro: o sistema interligado e os sistemas isolados. As características de mercado e de suprimento, mencionadas anteriormente, deixam clara a diferenciação entre estes sistemas e, portanto, sugerem metodologias de análise distintas. Assim, defende-se aqui a tese de que qualquer mecanismo que venha a ser introduzido no setor elétrico, especialmente para estimular o uso de fontes renováveis alternativas, deverá levar em consideração estas distinções, tratando de forma separada o atendimento de cada um dos sistemas.

Somado ao aspecto energético, existe também o aspecto ambiental que não pode ser ignorado. A maior parte dos sistemas isolados encontra-se na Região Amazônica, região esta ambientalmente complexa e de grande interesse nacional e internacional pela sua preservação. Este é mais um motivo para que o atendimento nestes sistemas seja analisado de forma diferenciada do restante do setor, dando ênfase e prioridade à questão ambiental quando do planejamento energético dos sistemas isolados.

Levando em consideração a questão ambiental, primordial para viabilizar os empreendimentos com fontes renováveis alternativas (menos impactantes), é analisada no próximo capítulo a ferramenta legislativa referente ao meio ambiente que poderia/deveria ser utilizada para garantir o uso de tais fontes na geração de energia elétrica, principalmente em sistemas descentralizados.

## **Capítulo 3**

### **A Legislação Ambiental Brasileira e a sua Aplicação no Setor Elétrico Nacional**

O desenvolvimento do setor energético mundial fundamentou-se na utilização dos recursos naturais renováveis e não renováveis, imprescindíveis ao sistema produtivo. O modelo de desenvolvimento consumista adotado levou à dependência por estes recursos e à crescente preocupação com a continuidade do seu suprimento. Neste contexto, emergiram as questões ambientais relacionadas não apenas à exploração dos recursos naturais, como também aos impactos que a indústria energética pode criar. Assim, iniciou-se a construção do aparato legislativo que cria, implementa e regula mecanismos capazes de executar as políticas ambientais.

Para analisar a percepção da questão ambiental no processo de decisão e planejamento do setor elétrico brasileiro é apresentado, inicialmente, o movimento ambientalista nas últimas décadas, pano de fundo para a evolução do aparato institucional relativo ao meio ambiente. Em seguida é elaborada uma síntese das principais leis, decretos, portarias, resoluções e normas ambientais que regem atualmente a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

#### **3.1. O Movimento Ambientalista**

O despertar da consciência ecológica no mundo ocorreu em meados da década de 60 com a revolução ambiental dos Estados Unidos. Seu ápice se deu em abril de 1970, com o Dia da Terra,

a maior manifestação ambientalista da história. Os anos seguintes foram marcados por importantes fatos como a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente, em Estocolmo, e o Relatório Meadows, sobre os “Limites do Crescimento” (Brüseke, 1996 a).

A forma pontual e isolada como eram tratados os problemas ambientais passou a ter uma dimensão muito mais ampla, relacionando-se, inclusive, às questões político-econômicas mundiais. Com isso, iniciou-se a tentativa de conciliação entre o desenvolvimento e o meio ambiente através de algumas propostas: o ecodesenvolvimento e, posteriormente, o desenvolvimento sustentável.

Segundo Mammana (1994), o ecodesenvolvimento representou, para o movimento ecologista, uma concepção alternativa de política de desenvolvimento, baseada no equilíbrio entre ambos e na utilização de tecnologias modernas não-predatórias. Daí, a dura crítica do ecodesenvolvimento à sociedade industrial e sua modernização calcada na exploração desenfreada como forma de desenvolvimento. Os princípios básicos desta visão de desenvolvimento foram formulados por Ignacy Sachs, integrando seis aspectos: i) a satisfação das necessidades básicas; ii) a solidariedade com as gerações futuras; iii) a participação da população envolvida; iv) a preservação dos recursos naturais e do meio ambiente em geral; v) a elaboração de um sistema social que garanta emprego, segurança social e respeito mútuo; vi) a necessidade de programas de educação (Brüseke, 1996 a). Os debates surgidos a partir do ecodesenvolvimento prepararam a adoção, anos mais tarde, do desenvolvimento sustentável.

O conceito de desenvolvimento sustentável surgiu com o chamado “Relatório Brundtland” em 1987: uma forma de desenvolvimento que satisfizesse as necessidades do presente sem arriscar que futuras gerações não pudessem satisfazer as necessidades delas. Como resultado do trabalho da Comissão Mundial de Meio Ambiente e Desenvolvimento da ONU, este relatório partiu de uma visão complexa das causas dos problemas sócio-econômicos e ecológicos da sociedade global. De acordo com Brüseke:

*“Ele sublinha a interligação entre economia, tecnologia, sociedade e política e chama também atenção para uma nova postura ética, caracterizada pela responsabilidade tanto entre as gerações quanto entre os membros contemporâneos da sociedade atual.”* (Brüseke, 1996 b).

Assim, comparando com as discussões nos anos 70, o Relatório Brundtland mostrou-se muito mais realista, propagando o meio termo entre o radicalismo ecológico e o radicalismo econômico.

No Brasil, o movimento ambientalista surgiu simultaneamente na sociedade e no Estado, diferentemente dos países desenvolvidos, onde houve uma antecedência histórica do papel das organizações da sociedade civil. Apesar da Fundação Brasileira para a Conservação da Natureza – FBCN, primeira entidade ambientalista brasileira, ter sido criada em 1958, sua atuação limitada não a qualificou como marco do surgimento do ambientalismo no Brasil (Mammana, 1994).

A primeira organização efetivamente ambientalista surgiu em Porto Alegre, em 1971, chamada de Associação Gaúcha de Proteção ao Ambiente Natural – AGAPAN, influenciada pelo movimento ambientalista norte-americano e europeu (Mammana, 1994). A ação e repercussão em nível local foram uma das marcas deste movimento no Brasil, tomando uma dimensão nacional apenas no final da década de 70, com campanhas como a luta contra a construção das usinas nucleares de Angra dos Reis, no Rio de Janeiro (1977-1985); a denúncia contra o desmatamento na Amazônia (1978-1979); a luta contra a inundação de Sete Quedas (1979-1983) e a campanha da fraternidade, preservação e defesa do meio ambiente promovida pela CNBB (1979).

Com a anistia política em 1979, voltaram ao Brasil alguns esquerdistas, intensificando a discussão e a difusão do Movimento de Defesa da Amazônia e ampliando a percepção e respeito pelo movimento ambientalista (Mammana, 1994). Entretanto, a maturação deste movimento somente se concretizou a partir de meados da década de 80, quando a sociedade ambientalista mudou radicalmente de postura e passou a complementar o caráter denunciatório com a atuação e influência em áreas específicas, abrindo o debate ecológico na Constituinte e elegendo candidatos surgidos no seio do movimento. Esta postura trouxe novos ativistas e entidades ao movimento, além de maior participação da sociedade com a ampliação de publicações em jornais e revistas. A partir de então, criaram-se diversas agências ambientais e fortaleceram-se diversos grupos de interesse (Prado Júnior & Mariotoni, 1994).

Neste contexto surgiram instituições denominadas Organizações Não Governamentais, conhecidas como ONG's, que não possuem fins lucrativos e atuam na promoção do

desenvolvimento econômico e na defesa de interesses de segmentos da sociedade. A contribuição destas organizações tem sido valorizada por muitos outros órgãos como, por exemplo, o Banco Mundial, permitindo que a sua participação em programas de desenvolvimento crescesse não só em número como em poder de influência. Com um espaço político mais amplo, principalmente nos países desenvolvidos, as ONG's começaram a interferir, inclusive, em negociações de liberação de empréstimos aos países do Terceiro Mundo.

De acordo com Mammana (1994), é difícil determinar quantas ONG's existem no Brasil, porque a instabilidade de surgimento e desaparecimento destas organizações é muito grande. De acordo com a Associação Brasileira das ONG's – ABONG, em 1994 haviam 178 associados, mas estimava-se que ao todo deveria haver entre 1.000 e 1.500 ONG's no país, estimulados principalmente a partir da ECO-92. Passados 10 anos, desde esta conferência, a ABONG contava com 251 associados atuando na esfera pública em áreas como direitos humanos, políticas públicas, questões agrárias e agrícolas, questões urbanas, desenvolvimento regional, meio ambiente e ecologia (ABONG, 2003).

Realizada no Rio de Janeiro, a ECO-92 proporcionou a intensificação dos debates acerca das questões ambientais nos sistemas produtivos. Apesar de não ter correspondido às expectativas da sociedade mundial, esta conferência teve como mérito a incorporação no discurso oficial da maioria dos governos do mundo da necessidade de interligação entre desenvolvimento econômico e transformações ambientais, durante décadas ignorada (Leroy et al, 1997). Isto mostrou o crescimento da consciência sobre os perigos que o modelo atual de desenvolvimento econômico pode trazer ao meio ambiente e ao homem. Como resultado, foram assinados importantes acordos como a Convenção das Nações Unidas sobre Mudança Climática, a Declaração do Rio, a Agenda 21 e a Convenção sobre a Biodiversidade.

A partir da atuação das ONG's e da participação da sociedade, mais organizada e democrática, a pressão do movimento ambientalista tornou-se cada vez mais forte próximo aos grandes centros econômicos, onde os programas de educação atingiam maiores contingentes. Um exemplo desta mobilização foi o movimento “Termelétrica de Paulínia Não”, no qual a sociedade, em ação conjunta com algumas ONG's, realizou manifestações, debates e denúncias, que acabaram resultando no embargo do projeto pelo governo estadual durante a ECO-92.

Atualmente, a pauta do movimento ambientalista vem acompanhando a evolução dos problemas em nível mundial, motivado pelo processo de globalização. Uma das grandes preocupações que desperta o interesse do movimento está relacionada com as mudanças climáticas e sua relação com o aumento da concentração dos chamados “gases do efeito estufa” – GEE – na atmosfera.

A cada ano vem sendo realizada a Conferência das Partes, conhecida como COP, para promover e revisar os compromissos assumidos pelas Partes (países desenvolvidos) em atender o objetivo principal da Convenção Climática: estabilizar a concentração dos GEE na atmosfera em um nível que possa impedir interferências perigosas ao sistema climático (UNEP, 1998). Como resultado, está em processo de ratificação o Protocolo de Quioto, que define os níveis de redução de emissão dos GEE. Apesar da postura contrária dos Estados Unidos, responsável pelas maiores emissões de carbono entre os países do Anexo 1, quanto à ratificação do Protocolo, existe um grande esforço por parte da Comunidade Européia no sentido de efetivar este processo, o que pode ser confirmado através da assinatura da Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu em 2001, mencionado posteriormente no Capítulo 5. Além disto, alguns mecanismos de flexibilização deste Protocolo encontram-se atualmente em desenvolvimento, com medidas, regras e objetivos sendo especificados para atingir tais níveis de redução. Entre estes mecanismos destaca-se a proposta brasileira: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (Clean Development Mechanism – CDM)<sup>3</sup> (Cavaliero, 1998).

### **3.2. A Legislação Ambiental Brasileira**

A legislação ambiental brasileira é muito antiga e data do período colonial. As leis ambientais criadas naquela época tratavam de questões bastante específicas e refletiam muito mais os interesses econômicos que a legítima preocupação ambiental. Apesar desta mentalidade prevalecer em alguns setores ainda nos dias atuais, não se pode negar que a conscientização da sociedade cresceu muito com o movimento ambientalista. Este movimento serviu de pano de

---

<sup>3</sup> A partir do CDM é autorizado aos países desenvolvidos financiar projetos para diminuir as emissões de CO<sub>2</sub> em países em desenvolvimento e utilizar este crédito para debitar de suas metas de redução de emissão de GEE.

fundo para a construção e desenvolvimento dos aparatos institucionais e legais brasileiros voltados à questão ambiental.

De acordo com Milaré (1990), existem três esferas distintas as quais aplica-se a legislação: administrativa, criminal e civil. O conjunto de leis referentes ao meio ambiente, no âmbito destas três esferas, compõe o direito ambiental. A responsabilidade da pessoa física e jurídica no âmbito administrativo resulta da infração às normas administrativas, sujeitando-se os infratores à sanção através de mecanismos repressivos (multas, interdições, etc.). Tal atitude decorre do exercício do poder de polícia que a administração exerce sobre todas as atividades e bens que afetam ou podem afetar a coletividade.

A responsabilidade criminal emana do cometimento de crime ou contravenção, ficando o infrator sujeito à pena de perda da liberdade ou pena pecuniária. A Lei 9.605/98 determina as infrações penais em matéria ambiental, punindo tanto a pessoa física quanto a jurídica observadas a gravidade do fato, os motivos da infração e suas conseqüências para a saúde pública e para o meio ambiente. E por fim, a responsabilidade civil é a que impõe ao infrator a obrigação de ressarcir o prejuízo causado por sua conduta ou atividade. Em se tratando do meio ambiente, a Lei 6.938/81 determina a obrigatoriedade do poluidor indenizar ou reparar os danos causados por sua atividade ao meio ambiente e a terceiros (Oliveira, 2000). Foi justamente a partir do mecanismo de ação civil pública que a sociedade conseguiu se instrumentar para defender juridicamente o meio ambiente.

Segundo Bressan Júnior (1992), a partir da Constituição Federal de 1988 a legislação ambiental brasileira apresenta-se farta e de concepção avançada e moderna. Entretanto, a aplicação prática das leis e o controle das atividades econômicas através dos mecanismos legalmente estabelecidos mostram a contradição entre um conjunto de leis muitas vezes bem elaborado e o descaso com que a maioria das questões ambientais ainda é tratada no Brasil (Mammana & Jannuzzi, 1994).

O aparato institucional relativo ao meio ambiente desenvolveu-se a partir da década de 80. Apesar de em 1973 ter sido criada a SEMA, com o objetivo de estabelecer um sistema nacional voltado à questão ambiental, seu escasso quadro pessoal, somado à resistência ambientalista, que a considerava como um órgão oficial a combater, dificultaram a operacionalização de suas

atribuições. Somente em agosto de 1981, com o estabelecimento da Política Nacional de Meio Ambiente, através da Lei 6.938, foi que se iniciou a formação de uma legislação específica para a questão ambiental.

Para atingir o objetivo desta política, de garantir o desenvolvimento sócio-econômico e a segurança nacional melhorando e preservando a qualidade ambiental do país, foram criados o SISNAMA e o CONAMA no mesmo ano, como mencionado no capítulo anterior. O SISNAMA é constituído por órgãos e entidades ambientais instituídas pelo governo que agem concatenando seus objetivos com o objetivo maior do CONAMA, de assistir o Presidente da República na formulação das diretrizes da Política Nacional de Meio Ambiente. De acordo com a lei, o CONAMA tem competência para estabelecer normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, o que vem contribuindo em muito para a normatização da exploração, geração e distribuição de energia elétrica no tocante ao licenciamento ambiental (Mammana, 1994).

A partir da Constituição de 1988, com um capítulo específico sobre o meio ambiente, foi que se reforçou o trato jurídico das questões ambientais sob enfoque global ou setorial, colocando-nos como um dos países do mundo com legislação avançada nesta área, pelo menos do ponto de vista técnico-jurídico.

### **3.3. A Legislação Ambiental Brasileira Pertinente ao Setor Elétrico**

Com relação ao setor elétrico brasileiro, o arcabouço legal que normatiza a preservação do meio ambiente na geração de eletricidade é bastante recente, assumindo uma importância maior apenas na década de 80, ainda assim, em boa parte, por imposição dos organismos financeiros internacionais (Mammana & Jannuzzi, 1994). A preocupação ambiental somente passou a ser tratada de forma setorial e sistemática a partir de 1986, com a edição de manuais e diretrizes específicas e a criação de departamentos e organismos nacionais voltados a esta questão. Até então, os departamentos de meio ambiente criados por algumas concessionárias possuíam pouquíssima influência no processo de tomada de decisões.

Os anos seguintes foram marcados pela criação de outras instituições federais e estaduais, como por exemplo o DEMA e o COMASE, mencionados no capítulo anterior, mostrando a mudança de tratamento do setor elétrico com as questões referentes ao meio ambiente. A abordagem reativa, até então predominante na análise das questões ambientais até inícios da década de 80, cedeu lugar à abordagem pró-ativa, de caráter abrangente, planejado e coordenado pela ELETROBRÁS. Isto pôde ser verificado com a elaboração do I PDMA e, posteriormente, do II PDMA. A partir deste momento, o remanejamento de grupos populacionais foi um dos temas que recebeu maior importância no âmbito das questões ambientais do setor, diferentemente do enfoque dado até meados da década de 80, mais relacionado à flora, à fauna e à água (Mariotoni & Badanhan, 2001).

A regulamentação das atividades do setor elétrico já havia sido estabelecida em 1934 com o Código de Águas, o qual definiu os direitos de propriedades, o uso dos recursos hídricos para os abastecimentos, a irrigação, a navegação, os usos industriais e a produção de energia (Borelli, 1994). Posteriormente, muitos outros mecanismos legais foram desenvolvidos influenciando as atividades do setor, destacando-se a Lei 9.433/97. Esta lei constitui etapa importante na evolução da legislação ambiental brasileira, implicando diretamente nos planejamentos de expansão (construção de novas plantas) e operação (otimização do uso de reservatórios) do setor elétrico (Santos et al, 1998).

A Tabela 3.1 apresenta um levantamento dos instrumentos legais existentes no ordenamento jurídico do país até 2002 que influenciam as atividades do setor elétrico brasileiro.

Tabela 3. 1: Principais instrumentos legais de interesse do setor elétrico brasileiro.

Instrumento	Data	Descrição
Decreto 24.643/34	10/07/34	Decreta o Código de Águas.
Decreto-Lei 25/37	30/11/37	Estabelece a organização e proteção do Patrimônio Nacional.
Decreto 852/38	11/11/38	Mantém, com modificações, o Decreto nº 24.643, de 10/07/34, e dá outras providências.
Decreto-Lei 2.848/40	07/12/40	Código Penal. Estabelece que constitui crime contra a saúde pública, corromper ou poluir água potável, de uso comum ou particular, tornando-a imprópria para o consumo ou nociva à saúde.

Instrumento	Data	Descrição
Decreto-Lei 3.688/41	03/10/41	Lei das Contravenções Penais. Considera contravenção penal, entre outras, as condutas previstas: provocar abusivamente emissão de fumaça, vapor ou gás (Art. 38) e perturbar o sossego alheio por meio de poluição sonora (Art. 41).
Decreto-Lei 3.365/41	21/06/41	Dispõe sobre desapropriações por utilidade pública.
Decreto 3.763/41	/41	Altera dispositivos do Decreto nº 24.643, de 10/07/34.
Decreto 35.851/54	16/07/54	Regulamenta dispositivo do Código de Águas.
Lei 3.824/60	23/11/60	Torna obrigatória a destoca e limpeza dos lagos artificiais e represas.
Decreto 49.974/61	21/01/61	Decreta o Código Nacional de Saúde. Regulamenta a Lei nº 2.312, de 03/09/54, que possui artigos que tratam da proteção dos recursos hídricos.
Decreto 50.877/61	29/06/61	Regulamenta o lançamento de resíduos <i>in natura</i> nas águas.
Lei 3.924/61	26/07/61	Trata da proteção de monumentos arqueológicos e pré-históricos.
Lei 4.089/62	13/07/62	Atribui ao Departamento Nacional de Obras e Saneamento – DNOS competência para controlar a poluição das águas no âmbito federal, o que foi regulamentado pelo Decreto nº 1.487, de 07/11/62.
Lei 4.118/62	27/08/62	Dispõe sobre a Política Nacional de Energia Nuclear e cria a Comissão Nacional de Energia Nuclear.
Lei 4.132/62	10/09/62	Considera de interesse social, para efeito de desapropriação, a preservação de cursos e mananciais de água.
Lei delegada 10/62	/62	Determina a criação da Superintendência de Desenvolvimento da Pesca – SUDEPE.
Lei 4.504/64	30/11/64	Institui o Estatuto da Terra.
Lei 4.771/65	15/09/65	Institui o Código Florestal. Prevê a proteção das águas pela preservação de florestas e outras formas de vegetação permanente, e estabelece diversas penalidades para crimes contra as florestas.
Lei 4.797/65	20/10/65	Torna obrigatório, pelas empresas concessionárias de serviços públicos, o emprego de madeiras preservadas. É aplicado às empresas estatais, paraestatais e privadas de fornecimento de eletricidade.
Lei 5.197/67	03/01/67	Institui a Lei de Proteção à Fauna.
Decreto-Lei 221/67	28/02/67	Decreta o Código de Pesca.
Decreto-Lei 227/67	28/02/67	Decreta o Código de Minas.
Decreto-Lei 289/67	/67	Cria o Instituto Brasileiro de Desenvolvimento Florestal – IBDF, extinto e absorvido pelo IBAMA em 1989.

Instrumento	Data	Descrição
Lei Complementar 14/73	08/06/73	Estabelece as regiões metropolitanas de São Paulo, Belo Horizonte, Porto Alegre, Recife, Salvador, Curitiba, Belém e Fortaleza.
Lei 6.001/73	19/12/73	Institui o Estatuto do Índio.
Decreto-Lei 73.030/73	/73	Cria a Secretaria Especial do Meio Ambiente – SEMA, extinta e absorvida pelo IBAMA em 1989.
Portaria SEMA 01/74	09/12/74	Classifica em categorias as áreas de recreação balneária e estabelece padrões de qualidade da água.
Decreto-Lei 1.413/75	14/08/75	Dispõe sobre o controle da poluição do meio ambiente provocada por atividades industriais.
Portaria SUDEPE 01/77	04/01/77	Estabelece medidas de proteção à fauna aquática a serem observadas na construção de barragens (revoga as Portarias SUDEPE 46, de 1971, e 461, de 1972).
Decreto 79.367/77	09/03/77	Dispõe sobre normas e o padrão de potabilidade de águas e dá outras providências.
Lei 6.453/77	17/10/77	Dispõe sobre a responsabilidade civil por danos nucleares e a responsabilidade criminal por atos relacionados com atividades nucleares.
Portaria MME 468/78	31/03/78	Dispõe sobre as derivações insignificantes das águas públicas dos rios federais, referida no artigo 43 do Código de Águas.
Portaria MME 1.832/78	17/11/78	Estabelece condições para apreciação, pelo DNAEE, de propostas de derivação de águas públicas federais.
Portaria GM 092/80	19/06/80	Dispõe sobre os critérios e padrões para emissão de sons e ruídos em decorrência de quaisquer atividades industriais, comerciais, sociais ou recreativas.
Lei 6.803/80	02/07/80	Dispõe sobre as diretrizes básicas para o zoneamento industrial nas áreas críticas de poluição.
Decreto 84.973/80	29/07/80	Dispõe sobre a co-localização de estações ecológicas e usinas nucleares.
Decreto 85.050/80	18/08/80	Promulga o Tratado de Cooperação Amazônica, aprovado pelo Decreto Legislativo nº 69, de 18/10/78.
Decreto-Lei 1.809/80	07/10/80	Institui o Sistema de Proteção ao Programa Nuclear Brasileiro.
Lei 6.902/81	27/04/81	Trata da criação de Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental.
Lei 6.938/81	31/08/81	Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências.
Lei Complementar 40/81	/81	Confere ao Ministério Público a titularidade da ação penal e civil pública para preservação e proteção do meio ambiente.
Decreto 87.561/82	13/09/82	Dispõe sobre medidas de recuperação e proteção ambiental da Bacia Hidrográfica do Rio Paraíba do Sul.

Instrumento	Data	Descrição
Decreto-Lei 89.336/84	31/01/84	Dispõe sobre as Reservas Ecológicas e Áreas de Relevante Interesse Ecológico.
Portaria MME 1.415/84	15/10/84	Autoriza a exploração florestal ou outras atividades afins nas áreas das faixas de segurança dos reservatórios e remanescentes.
NBR ABNT 7.505/84	/84	Estabelece os requisitos básicos para localização, disposição, construção e segurança das instalações de armazenamento de petróleo e seus derivados líquidos.
Lei 7.347/85	24/07/85	Lei dos Interesses Difusos. Disciplina a ação cível pública de responsabilidade por danos causados ao meio ambiente e a bens de valor artístico, estético, histórico e paisagístico, conferindo ao Ministério Público legitimidade para propor a ação e exercer as funções de fiscal da lei.
Resolução CONAMA 004/85	18/09/85	Delimita as áreas de proteção ambiental. Estabelece a largura mínima de 100 m da faixa marginal ao redor dos reservatórios de hidrelétricas, medidos horizontalmente desde o seu nível mais alto.
NBR ABNT 5.422/85	/85	Trata de projetos de linhas aéreas de transmissão de energia. Define as distâncias de segurança mínima do condutor e acessórios a quaisquer partes da própria linha de transmissão, do terreno ou dos obstáculos atravessados.
Resolução CONAMA 001/86	23/01/86	Dispõe sobre as avaliações de impactos ambientais.
Resolução CONAMA 011/86	18/03/86	Altera e acrescenta incisos no art. 2º da Resolução CONAMA nº 001, de 23/01/86.
Resolução CONAMA 020/86	18/06/86	Estabelece a classificação de águas no território nacional, de acordo com sua utilização.
Decreto 94.076/87	05/03/87	Institui o Programa Nacional de Microbacias Hidrográficas, e dá outras providências.
Resolução CONAMA 006/87	16/09/87	Estabelece regras gerais para o licenciamento ambiental de obras de grande porte, especialmente de geração de energia elétrica.
Resolução CONAMA 009/87	03/12/87	Regulamenta as audiências públicas.
Resolução CONAMA 010/87	03/12/87	Trata da implantação de estações ecológicas.
Portaria GMS 1.141/87	08/12/87	Trata da questão de localização de usinas termelétricas, estocagem de combustíveis, linhas de transmissão e etc.
NBR ABNT 10.152/87	/87	Determina os níveis de ruído permitidos em áreas habitadas, visando o conforto da comunidade.
Decreto 95.733/88	12/02/88	Trata da inclusão, nos projetos federais, de recursos (no valor mínimo de 1% do custo da obra) destinados a prevenir ou corrigir prejuízos de natureza ambiental, cultural e social.

Instrumento	Data	Descrição
Resolução CONAMA 001/88	16/03/88	Regulamenta o cadastro técnico federal de atividades e instrumentos de defesa ambiental.
Resolução CONAMA 003/88	16/03/88	Estabelece que entidades civis com finalidades ambientalistas poderão participar na fiscalização de várias unidades de conservação como integrantes do mutirão ambiental.
Resolução CONAMA 006/88	15/06/88	Regulamenta o licenciamento de resíduos industriais perigosos.
Constituição da República	05/10/88	Estabelece o novo quadro constitucional do País.
Decreto 96.944/88	12/10/88	Cria o Programa Nossa Natureza.
Resolução CONAMA 010/88	14/12/88	Regulamenta as Áreas de Proteção Ambiental (APA's), principalmente as atividades no seu entorno mediante licenciamento especial pela entidade administradora.
Portaria FUNAI 422/89	25/04/89	Cria o Serviço do Meio Ambiente das Terras Indígenas.
Lei 7.735/89	02/89	Cria o IBAMA.
Portaria IBAMA 218/89	04/05/89	Dispõe sobre a derrubada e a exploração de florestas nativas e deformações florestais sucessoras nativas de Mata Atlântica.
Lei 7.797/89	10/07/89	Cria o Fundo Nacional do Meio Ambiente, destinado a desenvolver projetos que visem o uso racional e sustentável de recursos naturais.
Lei 7.802/89	11/07/89	Dispõe sobre o uso de agrotóxicos ou afins.
Lei 7.804/89	18/07/89	Altera a Lei nº 6.938, de 31/08/1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, a Lei nº 7.735, de 22 de fevereiro de 1989, a Lei nº 6.803, de 2 de julho de 1980, a Lei nº 6.902, de 21 de abril de 1981, e dá outras providências.
Resolução CONAMA 005/89	30/08/89	Institui o Programa Nacional de Controle da Poluição do Ar – PRONAR.
Resolução CONAMA 012/89	14/09/89	Dispõe sobre a regulamentação das Áreas de Relevante Interesse Ecológico (ARIE's), estabelecendo que ficam proibidas as atividades que possam pôr em risco a conservação dos ecossistemas, a proteção à espécies raras e a harmonia da paisagem.
Resolução CONAMA 016/89	07/12/89	Institui o Programa Integrado de Avaliação e Controle Ambiental da Amazônia Legal.
Lei 7.990/89	28/12/89	Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, e outros e dá outras providências.
Resolução CNEN 14/90	28/12/89	Aprova a norma "Seleção e Escolha de Locais para Depósitos de Rejeitos Radioativos".

Instrumento	Data	Descrição
Lei 7.735/89	/89	Cria o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente, com a absorção da SEMA, SUDEPE, IBDF e SUDHEVEA.
Portaria Normativa IBAMA 1/90	04/01/90	Institui cobrança no fornecimento de licença ambiental, como também dos custos operacionais.
Decreto 98.816/90	11/01/90	Regulamenta a Lei 7.802/89.
Lei 8.001/90	13/03/90	Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28/12/89.
Decreto 99.274/90	06/06/90	Regulamenta a Lei 6.902/81 e a Lei 6938/81 que dispõem, respectivamente, sobre a criação das Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental e sobre a Política Nacional de Meio Ambiente.
Portaria IBAMA 887/90	15/06/90	Dispõe sobre a realização de diagnóstico da situação do patrimônio espeleológico nacional.
Resolução CONAMA 003/90	28/06/90	Estabelece os padrões de qualidade do ar previstos no PRONAR.
Resolução CONAMA 008/90	06/12/90	Estabelece padrões de emissões para processos de combustão interna.
Decreto 001/91	11/01/91	Regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei 7.990, de 28/12/89.
Lei 8.171/91	17/01/91	Dispõe sobre a Política Agrícola.
Resolução COMASE 002/92	11/06/92	Estabelece recomendações para a realização de programas de monitoramento dos aspectos sócio-ambientais, relacionados aos empreendimentos do setor elétrico.
Decreto 750/93	10/02/93	Dispõe sobre corte, exploração e supressão de vegetação primária ou em estágio avançado e médio de regeneração da Mata Atlântica.
Portaria IBAMA 48/N/93	23/04/93	Cria a rede nacional de informação sobre o meio ambiente.
Lei 8.666/93	21/06/93	Lei das Concessões.
Decreto 895/93	16/08/93	Dispõe sobre a organização do Sistema Nacional de Defesa Civil.
Resolução COMASE 001/93	10/12/93	Alerta as empresas do setor elétrico para a necessidade de cumprimento dos preceitos legais que regula a produção e prestação de informações relativas ao meio ambiente.
Decreto 1.141/94	19/05/94	Dispõe sobre as ações de proteção ambiental, saúde e apoio às atividades produtivas para as comunidades indígenas.
Portaria DNAEE 673/94	17/10/94	Estabelece normas para a apresentação de projetos de exploração de recursos hídricos (Norma DNAEE nº 05).
Portaria DNAEE 707/94	17/10/94	Estabelece normas para a classificação dos cursos d'água quanto ao domínio (Norma DNAEE nº 06).

Instrumento	Data	Descrição
Decreto 1.282/94	19/10/94	Estabelece que a exploração das florestas primitivas e demais formas de vegetação arbórea natural da Bacia Amazônica somente será permitida sob manejo florestal sustentável.
Resolução COMASE 001/95	14/03/95	Aprova o Referencial para Orçamento dos Programas Sócio-Ambientais.
Portaria Conj. IBAMA/SUPES-SP/PR/MS 1/95	18/05/95	Dispõe sobre a proibição da pesca à jusante das UHE's Rosana e Primavera.
Decreto 1.541/95	27/06/95	Regulamenta o Conselho Nacional da Amazônia Legal – CONAMAZ.
Portaria IBAMA 48/95	10/07/95	Disciplina a exploração das florestas primitivas e demais formas de vegetação arbórea natural na Bacia Amazônica.
Portaria IBAMA/SUPES-AM 3/95	13/07/95	Adota medidas de ordenamento da pesca na área do reservatório da UHE Balbina.
Portaria IBAMA/95	29/12/95	Dispõe sobre a extração de madeira do reservatório da UHE Tucuruí, Pará.
Resolução CONAMA 002/96	18/04/96	Dispõe sobre a implantação de uma unidade de conservação vinculada ao licenciamento de atividades de relevante impacto ambiental (revoga a Resolução CONAMA n° 010, de 1987).
NBR ISSO 14001/96	10/96	Especifica e dá as diretrizes para o uso do Sistema de Gestão Ambiental.
NBR ISSO 14004/96	10/96	Define as diretrizes gerais sobre princípios, sistemas e técnicas de apoio ao Sistema de Gestão Ambiental.
NBR ISSO 14010/96	11/96	Determina os princípios gerais e as diretrizes para auditoria ambiental.
Lei 9.433/97	08/01/97	Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1° da Lei n° 8.001, de 13/03/90.
Decreto 2.119/97	13/01/97	Dispõe sobre o Programa Piloto para a Proteção das Florestas Tropicais do Brasil e sobre sua Comissão de Coordenação.
Portaria Interministerial MMA/MC 3/97	01/07/97	Estabelece que o Programa de Qualidade Ambiental (PQA), a ser desenvolvido no âmbito do MMA e MC, deverá incentivar as empresas à adoção das normas da ISO 14000.
Instrução Normativa IBAMA/SUPES-SP 1/97	15/07/97	Dispõe sobre a utilização de parte das áreas de reservas ecológicas marginais aos reservatórios hidrelétricos, para implantação de projetos de uso público ou privado.
Lei 9.478/97	06/08/97	Dispõe sobre a Política Energética Nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo. Institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.

Instrumento	Data	Descrição
Resolução CNEN 02/97	15/09/97	Aprova a norma “Requisitos para Registro de Pessoas Físicas para Preparo, Uso e Manuseio de Fontes Radioativas”.
Decreto 2.335/97	06/10/97	Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, aprova sua estrutura regimental e o quadro demonstrativo dos cargos em comissão e funções de confiança.
Resolução CONAMA 237/97	19/12/97	Dispõe sobre o licenciamento ambiental.
Decreto 2.457/98	14/01/98	Dispõe sobre a estrutura e funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.
Lei 9.605/98	12/02/98	Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente.
Lei 9.648/98	27/05/98	Estabelece o prazo de 2013 para o fim da CCC e estende seu uso para aproveitamentos hidroelétricos e a geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas.
Decreto 2.612/98	03/06/98	Regulamenta o Conselho Nacional de Recursos Hídricos, e dá outras providências (regulamenta a Lei nº 9.433, de 08/01/97).
Decreto 2.652/98	01/07/98	Promulga a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.
Portaria IBAMA 94-N/98	09/07/98	Veda o uso de fogo em vegetação contida nas áreas que especifica, especialmente de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, e dá outras providências.
Medida Provisória 1.710/98	07/08/98	Autoriza os órgãos ambientais integrantes do SISNAMA a celebrarem Termo de Ajustamento de Conduta à pessoa física ou jurídica passível de sofrer sanções administrativas.
Portaria IBAMA/SUPES-GO 2/98	26/11/98	Proíbe por 5 anos a pesca a montante e a jusante do dique da UHE São Patrício – CHESF, no Rio das Almas, Rianópolis, Goiás.
Resolução ANEEL 393/98	04/12/98	Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas.
Resolução ANEEL 395/98	04/12/98	Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como dá autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW.
Resolução ANEEL 396/98	04/12/98	Estabelece as condições para implantação, manutenção e operação de estações fluviométricas e pluviométricas associadas a empreendimentos hidrelétricos.
Decreto 2.869/98	09/12/98	Regulamenta cessão de águas públicas para exploração de aquicultura.
Lei 9.765/98	17/12/98	Institui taxa de licenciamento, controle e fiscalização de materiais nucleares e radioativos e suas instalações.

Instrumento	Data	Descrição
Lei 9.784/99	29/01/99	Regula o processo administrativo no âmbito da administração pública federal direta e indireta, como no caso de processos que visem o licenciamento de atividades.
Resolução CONAMA 249/99	01/02/99	Aprova as diretrizes para a Política de Conservação e Desenvolvimento Sustentável da Mata Atlântica.
Decreto 2.959/99	10/02/99	Dispõe sobre medidas a serem implementadas na Amazônia Legal, para monitoramento, prevenção, educação ambiental e combate a incêndios florestais.
Portaria IBAMA 18-N/99	18/02/99	Define critérios para a realização de queimadas comunitárias na Amazônia Legal
Decreto 2.974/99	01/03/99	Estabelece que compete à Defesa Civil integrar o Sistema de Proteção ao programa Nuclear Brasileiro – SIPRON, como órgão setorial, e dá outras providências.
Resolução ANEEL 112/99	18/05/99	Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
Resolução ANEEL 245/99	11/08/99	Regulamenta a Lei 9.648 no tocante à aplicação da CCC aos sistemas isolados.
Resolução ANEEL 271/00	19/07/00	Estabelece os critérios de aplicação de recursos em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e de P&D tecnológico do setor elétrico.
Lei 9.991/00	24/07/00	Estabelece a obrigação das concessionárias e permissionárias de serviços públicos investirem em P&D e eficiência energética anualmente.
Resolução CGC 24/01	05/07/01	Cria o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA.
Lei 10.438/02	26/04/02	Cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, dispõe sobre a universalização dos serviços de energia elétrica e dá outras providências.
Resolução ANEEL 784/02	24/12/02	Estabelece novas condições e prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC para alguns empreendimentos que reduzam o dispêndio deste recurso nos sistemas isolados.
Decreto 4.541/02	24/12/02	Regulamenta o PROINFA, a CDE e dá outras providências.

Fontes: ELETROBRAS (1991), Mammana (1994), Oliveira (1998), Vieira (1999) e ANEEL (1999 c) e (2000 a) e (2003).

A seguir são apresentadas considerações sobre alguns instrumentos legais importantes ao balizamento ambiental do setor elétrico brasileiro e aos objetivos desta tese. Os instrumentos mais recentes e relevantes são analisados mais adiante.

### *3.3.1. O Decreto nº 24.643, de 10/07/34*

Até a publicação da Lei nº 9.433, o principal instrumento legal que regulamentava a questão dos recursos hídricos no país era o Código de Águas, editado através deste decreto, elaborado a partir da proposta do jurista Alfredo Valadão e que foi apresentada ao Congresso pelo governo do Presidente Afonso Pena. Este Código, ainda em vigor apesar de ter tido vários de seus artigos revogados por legislações posteriores, apresenta uma abordagem utilitarista dos recursos hídricos e dedica boa parte do seu texto à regulamentação da geração hidroelétrica (todo o Livro III, com 57 artigos), que passou, a partir daí, a ser uma atividade centralizada pela União. Com relação a esta atividade, o Código criou normas para autorizações, concessões e desapropriações, abrangendo a geração, transmissão e distribuição de eletricidade, estabelecendo critérios para fiscalização e aplicação de penalidades. Este decreto foi alterado, posteriormente, pelos Decretos nº 852, de 11/11/38, e 3.763, de 1941, tendo sido regulamentado pelo Decreto nº 35.851, de 16/07/54.

Historicamente, o Código de Águas expressa a mudança política e econômica em curso naquela época, na qual o setor industrial (urbano) passa a merecer especial atenção, em detrimento do setor agrário (rural). Um outro fato marcante desta mudança ocorre em 1961, quando a execução deste Código deixa de ser de responsabilidade do Ministério da Agricultura e passa para a alçada do MME, através do DNAEE. Quanto aos usos da água, o Código estabelece prioridade para o abastecimento público e defende o seu uso múltiplo .

### *3.3.2. A Lei Federal nº 6.543, de 17/10/77*

Criada durante o governo do Presidente Ernesto Geisel, esta lei determina a responsabilidade civil por danos nucleares e a responsabilidade criminal por atos relacionados às atividades nucleares. Nela estão definidos os conceitos de produtos ou rejeitos radioativos, dano

nuclear, acidente nuclear, radiação ionizante, entre outros. Além disto, esta lei estabelece penalidades para alguns crimes como: produzir, processar, fornecer ou usar material nuclear sem a necessária autorização ou para fim diverso do permitido em lei; permitir o responsável pela instalação nuclear sua operação sem a necessária autorização; deixar de observar as normas de segurança ou de proteção relativas à instalação nuclear ou ao uso, transporte, posse e guarda de material nuclear, expondo a perigo a vida, a integridade física ou o patrimônio de outrem .

O aproveitamento da matéria-prima específica, de que trata o Art. 20º, depende de licença da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, criada pela Lei Federal nº 4.118, de 27/08/62. Esta lei definiu a política nacional de energia nuclear e incluiu a produção de materiais nucleares e suas industrializações no monopólio da União.

### 3.3.3. A Lei Federal nº 6.938, de 31/08/81

A Política Nacional do Meio Ambiente, seus afins e mecanismos de formulação e aplicação, está definida nesta lei e apresenta-se resumidamente na Tabela 3.2. É importante ressaltar que, até então, não havia no direito brasileiro uma preocupação sistemática com a tutela ambiental e, o que é mais importante, a preocupação com a defesa do meio ambiente era sempre uma preocupação secundária da legislação.

Tabela 3. 2: Princípios, objetivos e instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente.

Princípios	Objetivos	Instrumentos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manutenção do equilíbrio ecológico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compatibilização de desenvolvimento/ preservação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estabelecimento de padrões</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Racionalização do uso do solo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definição de prioridades para ação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zoneamento</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Racionalização do uso do subsolo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Critérios de padrão e qualidade ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avaliação de impactos ambientais</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Racionalização do uso da água</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas para uso e manejo de recursos ambientais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Licenciamento de atividades poluidoras</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planejamento do uso dos recursos ambientais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Difusão de tecnologias de manejo ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participação do público</li> </ul>

Princípios	Objetivos	Instrumentos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proteção dos ecossistemas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Divulgação de dados e informações ambientais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incentivo à produção, instalação e absorção de tecnologias ambientais</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preservação de áreas representativas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formação de consciência pública ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de espaços territoriais protegidos</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controle das atividades potencial e/ou efetivamente poluidoras</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preservação e restauração dos recursos ambientais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de informações ambientais</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Educação ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obrigação de recuperar e/ou indenizar dano ambiental e a terceiros</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cadastro de atividades e instrumentos de defesa ambiental</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zoneamento das atividades potencial e/ou efetivamente poluidoras</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contribuição pela utilização de recursos ambientais com fins econômicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cadastro de atividades potencialmente poluidoras</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incentivos ao estudo e à pesquisa de tecnologias ambientais</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cadastro de atividades utilizadoras de recursos ambientais</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acompanhamento da qualidade ambiental</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Penalidades disciplinares e compensatórias</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recuperação de áreas degradadas</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relatório anual de qualidade ambiental</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proteção de áreas ameaçadas de degradação</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantia de informar, obrigação de produzir dados</li> </ul>

Fonte: Vieira, 1999.

Um detalhe importante a ser verificado na Lei nº 6.938/81 está relacionado à teoria da responsabilidade por dano ambiental, modificada substancialmente pelo Art. 14º, parágrafo 1º. Nele fica determinado que o poluidor é obrigado, independentemente de existência de culpa, a indenizar ou reparar danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados por sua atividade. A responsabilidade independentemente de culpa é também conhecida como responsabilidade civil objetiva e significa que as pessoas indicadas respondem pelos danos causados, ainda que não seja possível demonstrar-se que, de parte delas, houve negligência, imprudência ou imperícia (Vieira, 1999). Assim, mesmo que não tenha havido culpa do(s) autor(es), é suficiente que tenha havido a causalidade física, ou seja, a relação de causa e efeito, para que ele(s) seja(m) obrigado(s) a indenizar os que foram lesados.

#### *3.3.4. O Decreto nº 87.561, de 13/09/82*

Apesar de dedicado especificamente à Bacia Hidrográfica do Rio Paraíba do Sul, este decreto estabelece uma série de procedimentos relativos ao meio ambiente, tais como macrozoneamento, normas para a instalação de sistemas de abastecimento de água e de tratamento de esgoto, para o controle da poluição industrial e preservação ambiental. Estabelece também critérios para a utilização de incentivos financeiros no controle da poluição das águas. Este decreto foi posteriormente alterado pelo Decreto nº 527, de 1992.

#### *3.3.5. A Resolução CONAMA nº 001, de 23/01/86*

Apesar do licenciamento ambiental já ter sido instituído pela Lei nº 6.938/81, a Resolução CONAMA nº 001/86 (posteriormente alterada pelas Resoluções CONAMA nº 011, de 18/03/86, e 237, de 19/12/97) tem o mérito de apresentar a definição dos critérios básicos e das diretrizes gerais para o uso e implementação das atividades de avaliação de impacto ambiental de atividades potencialmente poluidoras.

A partir desta resolução, para o licenciamento de algumas atividades, como as do setor elétrico brasileiro (geração e transmissão de eletricidade), torna-se obrigatória a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), os quais devem ser submetidos à aprovação do órgão estadual competente e do IBAMA (este em caráter supletivo). Tanto o estudo quanto o relatório deverão conter, entre outros itens, o programa de acompanhamento e monitoramento dos impactos, cuja despesa e custo correm por conta do proponente do projeto.

#### *3.3.6. A Resolução CONAMA nº 020, de 18/06/86*

Além de definir diretrizes para a classificação das águas doces do território nacional, esta resolução se aplica também aos efluentes líquidos, pastosos e lodosos de processos industriais (como usinas geradoras de energia) e aos corpos receptores. É importante salientar que o controle

da qualidade da água sob consideração não é objeto de atenção do empreendimento, mas sim do órgão estadual competente, responsável pela fiscalização dos padrões definidos na legislação.

A Resolução CONAMA nº 020/86 estabelece quais são as características que os efluentes de qualquer fonte poluidora devem apresentar ao serem lançados direta ou indiretamente nos corpos d'água. A Tabela 3.3 mostra os parâmetros a serem considerados para a qualidade dos efluentes industriais, cujas medições deverão ser realizadas no ponto de saída dos efluentes e antes de atingirem o corpo receptor.

Tabela 3. 3: Parâmetros dos efluentes líquidos industriais.

Parâmetros	Padrões (teores máximos)	Comentários
PH	5 a 9	
Temperatura	inferior a 40° C	O lançamento do efluente não poderá, em qualquer hipótese, elevar a temperatura do corpo receptor além de 3° C
Materiais sedimentáveis	Até 1 ml/l de efluente em teste de uma hora em cone de Imhoff	
Regime de lançamento	Vazão máxima de 5 a 1,5 vezes a vazão média do período de atividade diária do empreendimento	
Óleos minerais	Até 20 mg/l	
Óleos vegetais e gorduras animais	Até 50 mg/l	
Materiais flutuantes	Ausentes	
Substâncias diversas: Compostos organoclorados, solventes, etc.	0,05 mg/l	Estão sendo indicados apenas aqueles de ocorrência mais provável nos efluentes do empreendimento. Para lista completa deve ser consultado o anexo da Res. 20/86

Fonte: Vieira, 1999.

Dentre os parâmetros apresentados, dois deles podem ser influenciados pela geração termoeletrica de energia: a temperatura e a presença de óleos e graxas. Eventualmente pode haver

liberação de água quente como parte do processo de condensação realizado nas usinas termoelétricas a vapor. A liberação do calor na água pode produzir impactos ambientais negativos, que vão desde o aumento da mortalidade de peixes e microorganismos até a geração de odores incômodos, turbidez e sabor desagradável (Vieira, 1999). Já quanto ao padrão relativo aos óleos e graxas, pode haver eventualmente alguns casos de vazamento e derramamento de combustíveis por usinas termoelétricas. Entretanto, historicamente a maioria dos acidentes de derramamento de óleo conhecidos está associada ao transporte de combustíveis por navios-tanques, às plataformas marítimas de petróleo e, em poucos casos, aos vazamentos de oleodutos em terra.

### *3.3.7. A Resolução CONAMA nº 006, de 06/09/87*

Esta resolução estabelece normas especiais para o licenciamento ambiental de usinas com capacidade de geração superior a 10 MW.

De acordo com o Decreto nº 99.274, de 06/06/90, que regulamentou a Lei nº 6.938/81, existem três tipos de licenças: a Licença Prévia (LP), a Licença de Instalação (LI) e a Licença de Operação (LO). A Licença Prévia (LP) é concedida na fase preliminar de planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a sua viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e demais condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de implantação (instalação e operação). A Licença de Instalação (LI) é a segunda fase do licenciamento ambiental, na qual autoriza-se a instalação do empreendimento ou atividade, de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados. Para expedi-la, o órgão ambiental competente avalia o projeto básico elaborado que contém os programas sócio-ambientais desenvolvidos na etapa de viabilidade e propostos no EIA/RIMA. A Licença de Operação (LO) autoriza a operação do empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e os condicionantes determinados para a operação. Assim, a concessão da LO dependerá do cumprimento daquilo que foi examinado e deferido nas fases de LP e LI (FEAM, 2000).

A Resolução CONAMA nº 006/87 estabelece que para empreendimentos de

aproveitamento hidroelétrico (respeitadas as peculiaridades de cada caso) e usinas termoelétricas, a LP deve ser requerida no início do estudo de viabilidade econômica da usina. Para subestações e linhas de transmissão, a LP deve ser requerida no início do planejamento do empreendimento, antes de definida sua localização. Já a LI para empreendimentos de aproveitamento hidroelétrico deve ser obtida antes da realização da licitação para construção do empreendimento, enquanto que para usinas termoelétricas, antes do início da efetiva implantação do empreendimento. No caso das subestações e linhas de transmissão, a LI deve ser obtida depois de concluído o projeto executivo e antes do início das obras. A resolução também define que a LO para empreendimentos de aproveitamento hidroelétrico deve ser obtida antes do fechamento da barragem. No caso de usinas termoelétricas, depois dos testes realizados e antes da efetiva colocação da usina em geração comercial de energia; e para subestações e linhas de transmissão, antes da entrada em operação comercial (Direito Ambiental, 2000).

No âmbito do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, a Resolução nº 15, de 22/11/02, criou um Grupo de Trabalho para propor procedimentos e mecanismos que assegurassem que todos os empreendimentos destinados à expansão da oferta de energia elétrica venham a dispor da LP ambiental como condição para serem autorizados ou licitados, a partir de janeiro de 2004 (MME, 2003).

### *3.3.8. A Constituição da República Federativa do Brasil, de 05/10/88*

Apesar de todo o debate, discussões, participação de entidades e especialistas na elaboração desta Constituição, no que se refere aos Recursos Hídricos ela se manteve bastante centralizadora. Isto pode ser comprovado através do exame dos artigos que tratam deste tema: em seu item III, Art. 20º, Capítulo II (Da União), Título III (Da Organização do Estado), determina que os lagos, rios e quaisquer correntes de água são bens da União, competindo à mesma explorar, direta ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água; instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir critérios de outorga de direitos de seu uso, competindo privativamente ainda à União legislar sobre águas e energia. O Art. 23º estabelece também que é competência comum da União, dos estados, do Distrito Federal e dos municípios

registrar, acompanhar e fiscalizar as concessões de direitos de pesquisa e exploração de recursos hídricos em seus territórios.

Neste mesmo espírito, a Constituição de 1988 elimina a categoria de águas particulares, definida no Código de Águas de 1934, estabelecendo apenas dois tipos de águas: públicas (correntes, canais, lagos e lagoas navegáveis ou fluviáveis, fontes e reservatórios) e comuns (correntes não navegáveis ou não-fluviáveis). Alguns outros dispositivos da Constituição de 88 são dedicados à questão ambiental e estão apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3. 4: Alguns dispositivos da política ambiental na Constituição Federal de 1988.

Dispositivos	Diretrizes
Art. 225º, §1º, I a VII, §§2º a 6º (Título VIII - Da Ordem Social - Capítulo VI - Do Meio Ambiente)	<p style="text-align: center;"><u>Componentes gerais da política</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• restauração de processos ecológicos;</li> <li>• preservação da diversidade dos ecossistemas;</li> <li>• controle de substâncias perigosas;</li> <li>• proteção à flora e à fauna;</li> <li>• criação de espaços protegidos e a supressão pela lei;</li> <li>• recursos minerais e a recuperação de áreas degradadas;</li> <li>• quem polui deve indenizar perdas e danos;</li> <li>• diretriz para implantação de usinas nucleares;</li> <li>• patrimônio nacional;</li> <li>• estudo prévio de impacto ambiental;</li> <li>• sanções penais e administrativas a transgressores ambientais (pessoas físicas e jurídicas);</li> <li>• educação ambiental em todos os níveis de ensino.</li> </ul>
Art. 186º, II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necessidade de utilização adequada dos recursos naturais disponíveis e a preservação do meio ambiente, como parte indissociável da função social da propriedade rural.</li> </ul>
Art. 200º, VIII	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participação do sistema único de saúde, na proteção do meio ambiente, com destaque para a proteção da saúde do trabalhador nos locais de trabalho.</li> </ul>
Art. 170º, VI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adoção do princípio da defesa do meio ambiente como parte do disciplinamento da ordem econômica, fundada na valorização do trabalho e na livre iniciativa.</li> </ul>

Dispositivos	Diretrizes
Art. 220º, §3º, II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reconhecimento da necessidade de disciplinar a propaganda de práticas e serviços que possam ser nocivos ao meio ambiente.</li> </ul>
Art. 238º, Ato das Disposições Constitucionais Gerais	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ordenamento da comercialização de combustíveis derivados de matérias-primas renováveis e não-renováveis.</li> </ul>
Art. 216º, V	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A definição de sítios de valor ecológico como patrimônio cultural brasileiro.</li> </ul>
Art. 231º e Art. 232º	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas relativas à exploração de recursos naturais nas terras ocupadas pelos índios e a necessidade de preservação dos recursos ambientais para usufruto daquelas populações.</li> </ul>
Art. 182º, §1º	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aos Municípios incumbe promover o controle do uso, do parcelamento e da ocupação da terra urbana, e, obrigatoriamente, a adoção de Plano Diretor, para cidades com mais de 20.000 habitantes.</li> </ul>

Fonte: Vieira, 1999.

### 3.3.9. O Decreto nº 96.944, de 12/10/88

Este decreto criou o Programa de Defesa do Complexo de Ecossistemas da Amazônia Legal, também conhecido como Programa Nossa Natureza. Em seu Art. 2º constavam os objetivos do programa, que entre outros itens consiste em: conter a ação predatória do meio ambiente e dos recursos naturais renováveis; estruturar o sistema de proteção ambiental; desenvolver o processo de educação ambiental e de conscientização pública para a conservação do meio ambiente; e regenerar o complexo de ecossistemas afetados pela ação antropogênica.

O item 12 do Programa Nossa Natureza fez referência aos empreendimentos do setor elétrico especificando que:

*“(…) novas usinas hidrelétricas serão essenciais para o alargamento global da oferta de energia do País (face ao esgotamento dos potenciais de outras regiões) e o melhor atendimento da própria região. Ao mesmo tempo, usinas de pequeno porte deverão ser disseminadas na região para o atendimento das necessidades locais do setor produtivo e das populações isoladas. Ao lado dessas fontes, é preciso incorporar crescentemente o aproveitamento de fontes de energia limpa, alternativas (gás*

*natural, biomassa, solar e eólica, dentre outras), especialmente as renováveis, abundantes na região e, no caso da biomassa, com emprego intensivo de mão-de-obra. A hierarquização e a progressiva interligação dos sistemas, dentro e fora da Amazônia brasileira, por fim, são condições básicas para o acesso crescente de todos às fontes atuais de suprimento de energia elétrica.” (Vieira, 1999).*

De acordo com Vieira (1999), o programa representou o mais amplo conjunto de normas e providências administrativas de caráter regional na história da evolução legislativa ambiental no país. Entretanto, nem mesmo este mérito foi suficiente para lhe dar continuidade, sendo a questão ambiental relativa à Amazônia somente retomada quase sete anos após o lançamento do Programa Nossa Natureza, com a regulamentação do Conselho Nacional da Amazônia Legal – CONAMAZ, a partir do Decreto nº 1.541, de 27/06/95.

### *3.3.10. A Resolução CONAMA nº 008, de 06/12/90*

Os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos a partir de fontes fixas de poluição, no qual incluem-se expressamente as usinas termoeletricas, são estabelecidos por esta norma. Para estas usinas, com potência nominal total inferior, igual ou superior a 70 MW, são definidos limites em diferentes classes de áreas. Tais classes foram previamente especificadas pela Resolução CONAMA nº 005, de 15/06/89 e se dividem em três:

*“ Classe I: Áreas de preservação, lazer e turismo, tais como Parques Nacionais e Estaduais, Reservas e Estações Ecológicas, Estâncias Hidrominerais e Hidrotermais. Nestas áreas deverá ser mantida a qualidade do ar em nível o mais próximo possível do verificado sem a intervenção antropogênica.*

*Classe II: Áreas onde o nível de deterioração da qualidade do ar seja limitado pelo padrão secundário de qualidade.*

*Classe III: Áreas de desenvolvimento onde o nível de deterioração da qualidade do ar seja limitado pelo padrão primário de qualidade.”(ANEEL, 2000 a).*

O padrão primário, a que se refere a Resolução nº 005/89, corresponde à concentração de poluentes que, ultrapassada, poderá afetar a saúde da população. Já o padrão secundário de

qualidade do ar refere-se à concentração de poluentes atmosféricos abaixo dos quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem estar da população.

Apesar do monitoramento da qualidade do ar, de incumbência dos órgãos estaduais de controle ambiental, incluir vários poluentes, como monóxido de carbono, ozônio, fumaça, partículas totais em suspensão, dióxidos de enxofre e nitrogênio, etc. (como consta da Resolução CONAMA nº 003, de 28/06/90), apenas dois deles são considerados no monitoramento de usinas termoeletricas: os padrões de emissão para partículas totais e dióxido de enxofre, apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3. 5: Padrões de emissões de poluentes atmosféricos de usinas termoeletricas com capacidade nominal de geração inferior, igual e superior a 70 MW.

Conteúdo das emissões	Padrões		
	Inferior ou igual a 70 MW		Superior a 70 MW
	Classe I	Classes II e III	Classe II e III
Partículas totais (g/ milhão de kcal)	120	350 (óleo combustível) 1.500 (carvão mineral)	120 (óleo combustível) 800 (carvão mineral)
Densidade colorimétrica (% máx. equivalente a Escala de Ringelmann nº 01)	20%	20%	2%
Dióxido de enxofre (g/milhão de kcal)	2.000	5.000 (óleo combustível e carvão mineral)	2.000 (para óleo combustível e carvão mineral)

Fonte: ANEEL, 2000 a.

É importante notar que para empreendimentos termoeletricos com potência superior a 70 MW, não há permissão para a instalação de novas fontes fixas na Classe I. Além disto, estes padrões foram restritos ao uso de fontes de energia primária, como óleos combustíveis e carvão mineral. Para os demais combustíveis, o Art. 3º desta resolução estabelece que cabe aos órgãos estaduais de meio ambiente o estabelecimento de limites máximos de emissão de partículas totais e dióxido de enxofre e, se for o caso, de outros poluentes, quando do licenciamento ambiental do empreendimento.

### 3.3.11. A Lei Federal nº 9.433, de 08/01/97

Esta lei vem regulamentar o inciso XIX do Art. 21º da Constituição Federal de 1988 e estabelece a nova Política Nacional de Recursos Hídricos, que tem como objetivos: assegurar à atual e às futuras gerações a necessária disponibilidade de água, em padrões de qualidade adequados aos respectivos usos; a utilização racional e integrada dos recursos hídricos; a preservação e a defesa contra eventos hidrológicos naturais ou antropogênicos. Como instrumentos desta política ficam estabelecidos: a elaboração de Planos de Recursos Hídricos, o enquadramento dos corpos de água em classes, a outorga dos direitos de uso dos recursos hídricos, a cobrança pelo uso destes recursos e a criação do Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos. Infrações e penalidades referentes ao uso ilegal dos recursos hídricos também estão previstas e definidas nesta lei.

Além disso, fica definida a nova estrutura de gestão dos recursos hídricos no país: o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, o Conselho Nacional de Recursos Hídricos, os Comitês de Bacias Hidrográficas e as Agências de Água.

Esta lei foi sancionada com treze vetos presidenciais. Alguns deles meramente eliminaram redundâncias no projeto original, mas outros alteraram significativamente vários aspectos importantes. Por exemplo, o 3º Parágrafo do Art. 23º, que limitava em 15 % dos valores arrecadados os recursos que poderiam ser aplicados fora das bacias em que foram arrecadados, foi eliminado, permanecendo, apenas, o *caput* do artigo, que determina que os recursos arrecadados deverão ser aplicados prioritariamente nas bacias onde foram gerados. O Art. 24º, que estabelecia compensação aos municípios pelo uso dos recursos situados em seus territórios, também foi cortado.

Conforme determinado por esta lei, o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos – SINGREH ficou estruturado de acordo com os organogramas mostrados nas Figuras 3.1 e 3.2.

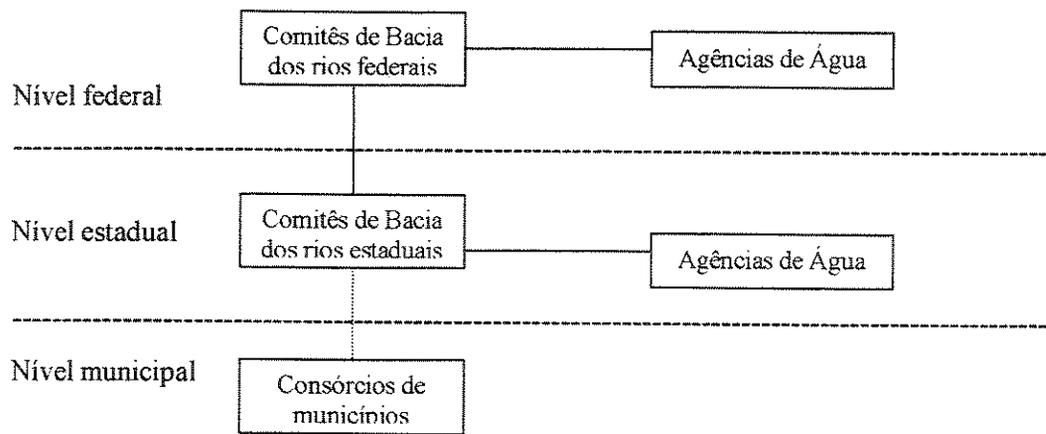


Figura 3. 1: Estrutura institucional do gerenciamento das intervenções por bacia hidrográfica.

Fonte: ANEEL, 1999 c.

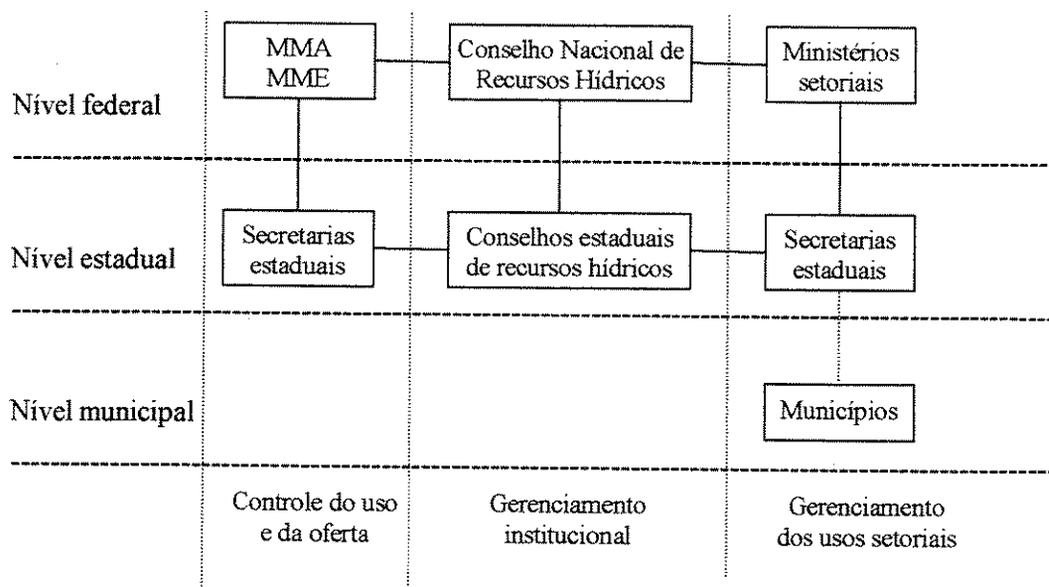


Figura 3. 2: Estrutura institucional dos órgãos gerenciadores do sistema.

Fonte: ANEEL, 1999 c.

### 3.3.12. A Resolução CONAMA nº 237, de 19/12/97

Esta resolução modificou em alguns aspectos o que antes havia sido estabelecido pela Resolução CONAMA nº 001/86, sem entretanto modificar a essência desta quando trata dos

condicionantes das atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ao licenciamento ambiental.

Um dos aspectos modificados refere-se à realização dos EIA e RIMA por equipe técnica independente, como previa a Resolução CONAMA nº 001/86. A partir da Resolução CONAMA nº 237/97, tal exigência foi suprimida, podendo o empreendedor utilizar seu quadro de profissionais desde que habilitados para a realização de tais estudos. Para garantir a imparcialidade destes estudos, a mencionada resolução responsabiliza o empreendedor e os profissionais pelas informações apresentadas, sujeitando-os às sanções administrativas, civis e penais. Além disso, cabe ao empreendedor arcar com os custos de análise do órgão ambiental competente para a obtenção da licença ambiental, facultando ao empreendedor acesso à planilha de custos organizada pelo respectivo órgão quando de sua análise.

### *3.3.13. A Lei Federal nº 9.605, de 12/02/98*

Esta lei define os crimes ambientais, entre eles o de causar poluição hídrica que torne necessária a interrupção do abastecimento público de água de uma comunidade, e estabelece suas respectivas sanções penais e administrativas.

Alguns aspectos merecem destaque, como por exemplo a responsabilidade solidária por dano, mencionada nos Arts. 2º e 3º desta lei. São estabelecidos critérios de responsabilidade tanto para os que praticam os atos ilícitos de forma direta, quanto para os que para eles concorrem, podendo incidir penas sobre diretores, administradores, gerentes e mandatários de pessoas jurídicas que não impedirem a prática do ato lesivo ou que saibam da conduta criminosa e não tenham agido para evitar que ocorresse. Além disto, as pessoas jurídicas passam a ser responsabilizadas tanto administrativa como civil e penalmente, o que não exclui também as pessoas físicas (autoras, co-autoras ou participantes do fato lesivo) (Vieira, 1999). Outro destaque desta lei refere-se às penalidades, cujo elenco é bastante extenso, indo desde penas como a prestação de serviços à comunidade até a reclusão por quatro anos.

### *3.3.14. A Lei Federal nº 9.648, de 27/05/98*

Tal lei regulamentou, entre outros itens, o direito aos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC na geração termoelétrica dos sistemas interligados e dos sistemas isolados. Para os primeiros, ficou determinado que as usinas que iniciassem sua operação a partir de 06 de fevereiro de 1998 não teriam direito aos benefícios da CCC. As usinas já em operação dentro do sistema interligado deveriam atender aos prazos estipulados pela Resolução ANEEL nº 261 de 13/08/98.

Para os sistemas isolados foi estipulado o prazo de mais 15 anos, até 2013, da aplicação da CCC, posteriormente prorrogado para 2022 pela Lei nº 10438, de 26/04/02. Além disto, ampliou-se o uso desta conta aos projetos de aproveitamento hidroelétrico e de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que viessem a ser implantados nestes mesmos sistemas em substituição à geração termoelétrica a partir de derivados de petróleo. Esta nova característica da CCC foi melhor delineada através da Resolução ANEEL nº 245, de 11/08/99, no qual foram estabelecidas as condições e prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC para tais projetos. Estes empreendimentos deveriam se enquadrar como aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, mantidas as características de pequena central hidrelétrica - PCH; ou como outros empreendimentos a partir de fontes alternativas que fizessem uso de recursos naturais renováveis.

### *3.3.15. A Resolução ANEEL nº 393, de 04/12/98*

É importante mencionar que nos casos de aproveitamentos hidrelétricos, não existia na legislação ambiental nenhum procedimento formal específico para os estudos de inventário. Uma iniciativa foi tomada pela ANEEL, a partir desta resolução, no qual estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico e determina que os titulares de registro destes estudos deverão formalizar consulta aos órgãos ambientais, para definição dos estudos relativos aos aspectos ambientais; e aos órgãos responsáveis pela gestão dos recursos hídricos, nos níveis estadual e federal, com vistas à melhor definição do aproveitamento ótimo e da garantia do uso múltiplo dos recursos hídricos.

Além disto, merece destaque o estabelecimento de prazos de validade definidos para todos os tipos de licenças na Resolução CONAMA nº 237/97, como mostra a Tabela 3.6. A possibilidade de renovação das licenças aumenta a importância do cumprimento dos compromissos firmados no decorrer do processo de licenciamento, já que serão periodicamente checados e utilizados como condicionantes à renovação das licenças vencidas.

Tabela 3. 6: Prazo de validade das licenças ambientais.

Tipos de licenças	Prazos de validade
Licença prévia (LP)	No mínimo igual ao cronograma de planejamento e projeto, não podendo ser superior a 5 anos.
Licença de instalação (LI)	No mínimo igual ao cronograma de planejamento e projeto, não podendo ser superior a 6 anos.
Licença de operação (LO)	De 4 a 10 anos.

Fonte: ANEEL, 2000 a.

### 3.3.16. A Resolução ANEEL nº 395, de 04/12/98

Esta resolução estabelece procedimentos gerais para o registro e a aprovação dos estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidroelétrica e dá autorização para exploração de centrais hidroelétricas de até 30 MW. Os estudos e projetos deverão ser avaliados, segundo o atendimento da boa técnica em nível de projetos e solução para o empreendimento, de modo a garantir a definição do aproveitamento ótimo e as condições de atualidade, eficiência e segurança. Além disto, são estabelecidas as formas de consulta aos órgãos ambientais e gestores dos recursos hídricos, nos níveis estadual e federal, bem como junto a outras instituições envolvidas.

### 3.3.17. A Resolução ANEEL nº 396, de 04/12/98

A Resolução ANEEL nº 396 estabelece a obrigatoriedade e as condições para a criação e funcionamento de estações fluviométricas e pluviométricas associadas a empreendimentos

hidroelétricos, a cargo de concessionárias e autorizados. Além disto, as curvas de descarga das estações fluviométricas e as cotas-volume dos reservatórios devem ser mantidas atualizadas.

### *3.3.18. A Resolução ANEEL nº 112, de 18/05/99*

Esta resolução apresenta todos os procedimentos adotados para a obtenção de Licença de Instalação (LI) de usinas termoelétricas, centrais geradoras eólicas e outras fontes alternativas de energia, ficando estabelecido que, para fins de início das obras de implementação e início de operação, a autorizada deverá remeter à ANEEL obrigatoriamente, antes do início da construção da central geradora bem como de sua operação, cópia das LI e LO, respectivamente, emitidas pelo órgão licenciador ambiental. Além disto, a resolução obriga a autorizada a atender e cumprir a legislação relativa aos recursos hídricos, no que se refere à captação e lançamento de água de uso na central geradora.

## **3.4. Considerações Finais**

Todo o aparato legislativo analisado mostra a importância das ações legais para a proteção do meio ambiente e reflete o delineamento da política ambiental definida para o setor elétrico brasileiro. A mudança da abordagem das questões ambientais no setor, de puramente reativa para pró-ativa, trouxe consigo uma maior organização das ações, com o planejamento e coordenação sob a responsabilidade da ELETROBRÁS. Como resultado, foram elaborados planos diretores e publicados instrumentos legais que tratam da operacionalização de atividades impactantes ligadas ao setor elétrico até os dias atuais.

Com relação às fontes renováveis alternativas, existem pouquíssimos instrumentos, entre os relacionados, que regulamentam o seu uso na geração de energia elétrica. A grande maioria se refere aos empreendimentos hidroelétricos, o que é totalmente condizente com o modelo de suprimento que se adotou no setor. Entretanto, esta situação se torna agravante quando se analisa a geração termoelétrica dos sistemas isolados, cuja regulamentação relacionada à emissão de poluentes atmosféricos só foi publicada em 1990, pela Resolução CONAMA nº 008. A atividade

de regulamentação é uma “atividade fim”, que depende e segue determinações tomadas num âmbito maior, definido pela política energética e pelo planejamento energético. E neste caso, nem as fontes renováveis alternativas e nem os sistemas isolados foram contemplados com a devida importância por amplos até o momento.

Por isto, acredita-se que muito ainda precisa ser feito para que as questões ambientais sejam efetivamente internalizadas ao setor elétrico. Inicialmente é fundamental que haja uma maior interação entre a política ambiental e a política energética do setor. De fato, apesar da preservação do meio ambiente fazer parte dos princípios para o aproveitamento racional dos recursos energéticos, da mesma forma que a utilização de fontes renováveis de energia, na prática ainda existem variáveis ambientais que não são contempladas como ferramentas decisivas no desenvolvimento do setor elétrico. Neste sentido, a atuação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE deverá ser primordial enquanto formulador de políticas e diretrizes energéticas.

A partir de uma política bem delineada, torna-se necessário reforçar este enfoque dentro do planejamento da expansão do setor elétrico. Uma medida importante é a adoção de metodologias que internalizem as diversas variáveis ambientais, refletindo diretamente no custo de geração e transmissão de energia elétrica. Desta forma, pode-se reduzir as distorções econômicas entre as fontes de energia, permitindo a identificação das soluções mais adequadas para o fornecimento de energia elétrica nas diversas regiões do país. Esta identificação está totalmente coerente com o caráter indicativo que se definiu, a partir da reestruturação do setor elétrico, para o planejamento da expansão da geração, a cargo do CCPE.

O atendimento das metas propostas no planejamento depende da regulamentação dos procedimentos operacionais por órgãos competentes, como a ANEEL e o CONAMA. Neste sentido, existem alguns pontos que precisam ser considerados quando da regulamentação dos empreendimentos de geração de energia elétrica, como, por exemplo, as emissões de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) em centrais termoelétricas. A legislação ambiental brasileira não prevê padrões de emissões para este poluente, principal causador da chuva ácida e da formação de ozônio na atmosfera, o que pode implicar em sérios impactos ambientais futuros, especialmente com a expansão do parque termoelétrico a partir do gás natural.

Como se pode notar, as três atividades: política, planejamento e regulamentação estão intimamente relacionadas, de tal forma que o sucesso de uma atividade depende também do sucesso das demais. Assim, para valorizar a questão ambiental no setor elétrico é preciso que todas as três atividades estejam direcionadas para este fim. E neste sentido, o incremento da participação das fontes renováveis alternativas na matriz energética brasileira, objetivando evitar o agravamento dos impactos ambientais relativos à geração de energia elétrica, também exige o trabalho nestas três frentes. Isto pode justificar a ausência de instrumentos legais que estimulem o uso de tais fontes, uma vez que a política e o planejamento não se apresentam bem explícitos quanto a este tema.

Assim, considerando as fontes renováveis alternativas de energia uma real opção para o atendimento energético do setor elétrico, o capítulo seguinte apresentará, de forma sucinta, algumas fontes consideradas neste trabalho, suas tecnologias de aproveitamento energético, seus respectivos impactos ambientais na geração de energia elétrica e alguns programas e projetos desenvolvidos a partir de tais fontes no Brasil.

## Capítulo 4

### As Fontes Renováveis Alternativas de Energia

A geração de energia elétrica a partir do uso de energias renováveis alternativas, entre elas a solar, a eólica e algumas formas de biomassa, vem despertando grande interesse devido não apenas às crescentes exigências relacionadas à preservação do meio ambiente, como também pelos seus custos que tendem a se tornar cada vez mais competitivos.

Entretanto, num país com restrições financeiras e onde aproximadamente 2/3 de toda a energia consumida é de origem renovável, como o Brasil, os programas de estímulo ao uso das fontes renováveis alternativas têm sido bastante modestos, se restringido à esfera federal e, em poucos casos, estadual, cabendo aos respectivos órgãos públicos tal iniciativa. No âmbito do setor elétrico brasileiro, a maior parte destes programas tem se destinado ao abastecimento dos sistemas isolados, onde a geração descentralizada atende, principalmente, à demanda reduzida de energia elétrica das comunidades situadas a grandes distâncias dos centros urbanos de médio e grande porte.

Dentro deste contexto, são apresentadas neste capítulo as características energéticas e as respectivas tecnologias de conversão em energia elétrica das seguintes fontes renováveis alternativas: energia eólica, energia solar fotovoltaica e biomassa (óleos vegetais, lenha sustentável, resíduos rurais, capim-elefante e mandioca). Ao mesmo tempo, são analisados também os respectivos impactos ambientais, que têm se constituído num importante fator favorável em relação aos combustíveis fósseis e que poderão potencializar sua aplicação no setor elétrico brasileiro. Evidentemente, muitos aspectos relacionados a estas tecnologias não estão

aqui apresentados, o que fugiria ao escopo do trabalho pois são conhecidas as complexidades tecnológicas e comerciais a elas associadas. Por fim, são apresentados os programas e projetos desenvolvidos visando incentivar a sua aplicação no país.

#### 4.1. A Energia Eólica

Os ventos são produzidos principalmente por diferenças de pressão na atmosfera, causadas pelo aquecimento diferenciado da superfície da Terra e das massas de ar pelo Sol, e também pelo movimento de rotação da Terra, o que provoca um deslocamento relativo entre a superfície do planeta e sua atmosfera (Silva, 1999).

Assim, denomina-se energia eólica a energia cinética contida nos ventos, que pode ser aproveitada através da conversão desta energia cinética de translação em energia cinética de rotação com o uso de aerogeradores (Silva, 1999). A partir da energia eólica, expressa através da equação que define o conceito de energia cinética, e da consideração de que a massa de ar flui perpendicularmente por uma área, tem-se que a potência disponível (P) pode ser determinada pela Equação 1:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (\text{Equação 1})$$

onde:  $\rho$  = densidade do ar;

A = área por onde a massa de ar flui perpendicularmente,

V = velocidade do vento.

Pode-se constatar pela equação anterior que a potência do vento é proporcional à área pelo qual passa o ar e ao cubo da sua velocidade. Pequenas variações na velocidade dos ventos podem causar grandes alterações na potência disponível (Fadigas, 2000). Portanto, a viabilidade ou não do uso de sistemas eólicos depende essencialmente do regime de ventos da região considerada.

Com relação ao potencial eólico brasileiro, existem alguns levantamentos e estudos realizados e em andamento. Os dados compilados pela ELETROBRÁS, a partir de medidas de

velocidade dos ventos tomadas em aeroportos e estações meteorológicas (de secretarias de agricultura dos estados e Ministério da Agricultura), indicam o potencial eólico no litoral do Nordeste (até 100 W/m<sup>2</sup>); no interior do Nordeste, mais especificamente na região da divisa dos Estados de Pernambuco, Piauí e Ceará (até 100 W/m<sup>2</sup>); no litoral do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná (60-70 W/m<sup>2</sup>); e no litoral do Espírito Santo e Bahia (60-70 W/m<sup>2</sup>) (Silva, 1999).

Com o apoio da ANEEL e do MCT, o Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE, da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, publicou em 1998 a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste. A partir dos modelos atmosféricos e simulações computacionais foram feitas estimativas para todo o país, dando origem a uma versão preliminar que estava prevista para ser concluída pelo CBEE ainda em 2002. Além disto, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL elaborou recentemente um atlas eólico nacional, cujos dados revelaram que o potencial eólico brasileiro é da ordem de 140.000 MW (ANEEL, 2002 a).

#### *4.1.1. A Geração de Energia Elétrica*

O aproveitamento da energia eólica é feito através da conversão da energia cinética dos ventos em energia cinética de rotação, onde o rotor pode estar acoplado a um gerador elétrico, bomba d'água ou compressor de ar (Silva, 1999). De acordo com estudos realizados, constata-se que a opção de geração de energia elétrica a partir de aerogeradores deve ser considerada apenas em localidades que apresentem uma velocidade média dos ventos maior ou da ordem de 6 m/s. Para regiões onde a velocidade média é inferior a este valor, deve-se cogitar o uso da energia eólica para o bombeamento d'água e, mesmo assim, em regiões não servidas pela rede elétrica e onde os custos de geração sejam elevados (Jannuzzi et al, 1995).

Os aerogeradores de pequeno porte, produzindo potências na ordem de dezenas ou centenas de kW, são utilizados principalmente em áreas rurais e em outros sistemas independentes ou isolados. Normalmente necessitam estar acoplados a sistemas de armazenamento, como baterias, o que acaba por encarecer seu custo final.

Outros sistemas de pequeno e médio porte podem ser utilizados como sistemas de apoio, onde o aerogerador opera em paralelo à uma fonte de energia firme (na maioria dos casos grupos-geradores a Diesel) com o objetivo de economizar combustível (Fadigas, 2000). Já os sistemas de grande porte, gerando potências na ordem de alguns MW, estão normalmente interligados à rede de distribuição e apresentam eficiências maiores.

O aperfeiçoamento e a inovação das tecnologias empregadas nos sistemas eólicos, cujas pesquisas foram intensificadas após as crises do petróleo, permitiram reduzir o custo total de geração nestes sistemas, tornando-os competitivos com as tecnologias convencionais em alguns casos. De acordo com Fadigas (2000) :

*“O custo de capital de uma turbina atualmente varia entre 700 e 2.000 US\$/kW, incluindo os equipamentos, torre e preparação do terreno e sem considerar o custo com a compra do terreno. O custo de geração depende, além do custo do capital e O&M, do regime de vento do local e da taxa de desconto a ser considerada.”.*

Com base nestas considerações, estima-se que o custo de geração pode variar entre 40 e 100 US\$/MWh (Fadigas, 2000).

#### *4.1.2. Os Impactos Ambientais*

O aproveitamento da energia eólica através de aerogeradores não causa impactos ambientais significativos, havendo problemas associados mais ao seu uso e não ao processo de produção dos equipamentos utilizados. Em realidade, tais impactos são locais, afetando apenas a região próxima aos aerogeradores.

Um dos impactos está relacionado à possibilidade de emissão de radiação eletromagnética pelo gerador, provocando interferências nos sistemas de comunicação e sistemas elétricos e eletrônicos localizados nos arredores. Apesar desta radiação poder ser verificada também na geração termoeétrica e hidroelétrica, o fato do aerogerador estar localizado a uma certa altura do solo favorece a sua propagação, aumentando o seu alcance e suas conseqüências. Tais impactos podem ser eliminados ou minimizados com a utilização de sistemas de blindagem

eletromagnética nos geradores e/ou proteção e isolamento elétrico nos equipamentos situados na área de interferência (Silva, 1999).

As poluições sonoras e visuais são outros impactos verificados, porém considerados de menores proporções. O ruído produzido é causado pelos equipamentos mecânicos e elétricos (ruído mecânico) e pela interação do fluxo de ar com as pás (ruído aerodinâmico). O ruído mecânico pode ser minimizado com o uso de proteção acústica, engrenagens mais silenciosas, etc. Já o ruído aerodinâmico aumenta com a velocidade de rotação das pás e, por isso, algumas turbinas são projetadas para operarem com velocidades de rotação menores quando a velocidade do vento é baixa (Fadigas, 2000). A poluição visual está mais associada à quantidade de aerogeradores instalados, cujo agrupamento é conhecido como “fazenda eólica” e que modifica a paisagem local, podendo trazer desconforto para os residentes na região.

Verifica-se também a possibilidade da morte de pássaros que venham a colidir com as torres ou com as pás dos aerogeradores. Entretanto, salvo no caso de projetos mal elaborados, quando os aerogeradores foram instalados em rotas migratórias de algumas espécies de aves, estes eventos não têm sido de proporções significativas.

#### **4.2. A Energia Solar Fotovoltaica**

A energia solar consiste da energia contida na radiação solar, ou seja, na radiação eletromagnética (infravermelho, visível e ultravioleta) emitida permanentemente pelo Sol. De toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera apenas uma parcela atinge a superfície terrestre devido à reflexão, dispersão e absorção dos raios solares na atmosfera. Esta parcela que atinge o solo é constituída pelas componentes direta, difusa e refletida (CRESESB, 1995).

A radiação direta corresponde à radiação solar que não sofreu qualquer mudança de direção além da provocada pela refração atmosférica. A radiação difusa é aquela recebida por um corpo após a modificação da direção dos raios, causada pela reflexão ou espalhamento dos raios na atmosfera. Já a radiação refletida depende das características do solo e da inclinação do equipamento captador (Fadigas, 2000).

Os níveis de radiação solar na superfície terrestre variam com as estações do ano, devido à inclinação do eixo de rotação da Terra em relação ao plano da órbita em torno do Sol; e com a localização da região, devido principalmente às diferenças de latitude, altitude e condições meteorológicas (Fadigas, 2000).

O Brasil apresenta um excelente potencial para o aproveitamento da energia solar. Até pouco tempo, a avaliação deste potencial havia sido realizada apenas em algumas regiões do país, não permitindo a consolidação de um mapa solar brasileiro. Entretanto, em 1998 foi publicado o Atlas de Radiação Solar Incidente no Território Brasileiro, um levantamento científico internacional que foi concluído pelo Laboratório Solar – LABSOLAR - da Universidade Federal de Santa Catarina (Brasil Energia, 1998). De acordo com este atlas, pode-se observar que as áreas de maior insolação estão localizadas na Região Nordeste, em regiões de baixa latitude e com reduzidos índices pluviométricos. Essa região, mais especificamente o oeste da Bahia, registrou radiação de até 6,2 kWh/m<sup>2</sup> (22,3 MJ/m<sup>2</sup>) na média diária anual de 1997, ano das altas temperaturas provocadas pelo fenômeno “*El Niño*” (Brasil Energia, 1998), valor este comparável com as regiões de maior insolação do planeta.

#### *4.2.1. A Geração de Energia Elétrica*

O aproveitamento da energia solar para a geração direta de energia elétrica pode ser feito através de alguns efeitos da radiação sobre os materiais, onde se destaca o efeito fotovoltaico. Tal efeito é o resultado da excitação dos elétrons dos materiais, quando iluminados por fótons de energias apropriadas, e das características particulares dos semicondutores (Silva, 1999).

As aplicações de um sistema fotovoltaico podem ser classificadas em três categorias: sistemas autônomos isolados, autônomos híbridos e conectados à rede. Os sistemas isolados são puramente fotovoltaicos, não estando conectados à rede de distribuição. Já os sistemas híbridos são aqueles que, desconectados da rede, permitem que mais de uma forma de geração de energia seja empregada. Estes sistemas são mais complexos e exigem um controle capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação do usuário. De maneira geral, os sistemas autônomos, isolados ou híbridos necessitam de algum tipo de armazenamento, que pode ser feito em baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos nos períodos em que não há geração

fotovoltaica. Os sistemas conectados à rede são basicamente de um único tipo e não exigem armazenadores, já que a energia gerada é entregue à rede instantaneamente. Neste caso, o arranjo fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico (CRESESB, 1995).

A grande desvantagem atualmente na utilização deste potencial é o alto custo de um sistema fotovoltaico. O custo de capital inclui o custo de aquisição dos módulos, sua interconexão, estrutura de sustentação, terra e fundações (para os módulos instalados no solo), custo do cabeamento, reguladores de carga, dispositivos de chaveamento e inversores, baterias ou conexão à rede elétrica. Assim, embora o custo de capital seja relativamente elevado, o custo de manutenção e operação é baixo, já que este sistema não possui partes móveis. No atual estado da arte da tecnologia fotovoltaica estima-se que o custo médio da energia gerada situe-se entre 200 e 400 US\$/MWh (Fadigas, 2000).

Mesmo com os preços praticados atualmente, esta tecnologia já se mostra competitiva em algumas aplicações específicas, como a iluminação em residências de baixo consumo em localidades remotas, bombeamento d'água em locais isolados, etc., como é o caso dos sistemas isolados da Região Amazônica.

#### *4.2.2. Os Impactos Ambientais*

Os impactos diretos associados ao uso da energia solar para geração de energia elétrica são praticamente nulos, já que os arranjos fotovoltaicos não emitem ruídos, energia ou qualquer espécie de substância. O que se verifica é apenas o impacto visual sobre a paisagem com a construção de sistemas de grande porte. Como a eficiência de geração de energia elétrica por unidade de área é baixa nestes sistemas, são muitas vezes necessários vários módulos para sistemas de maior demanda energética. Assim, para atingir o nível de geração desejado pode ser necessária uma grande área disponível para a instalação dos módulos. Em realidade, este impacto visual pode ser minimizado adotando-se sistemas descentralizados, no qual não sejam utilizadas linhas de transmissão ou centrais de grande porte (Silva, 1999), ou até mesmo sistemas para atendimento individual, por exemplo, residencial.

Entretanto, os impactos indiretos provocados durante a fabricação dos módulos fotovoltaicos são significativos. Além dos associados a qualquer atividade mineradora (como erosão do solo, exploração dos recursos hídricos, etc.), existem também os impactos associados ao processo industrial (obtenção do silício, processo de dopagem, etc.) e à grande demanda de energia necessária em cada etapa do processo de fabricação. A própria etapa de dopagem dos semicondutores emprega em muitos casos materiais altamente tóxicos, como por exemplo a fosfina, o que exige um controle rigoroso para evitar a emissão de gases tóxicos (Silva, 1999).

Ao mesmo tempo em que deve se preocupar com os impactos na produção dos painéis fotovoltaicos, deve-se também trabalhar para evitar impactos decorrentes do descarte dos equipamentos utilizados. Alguns cuidados devem ser tomados ao final da sua vida útil, na etapa de deposição ou reciclagem, especialmente nos casos de módulos contendo pequenas partículas de metais tóxicos e das baterias.

### **4.3. A Biomassa**

A biomassa pode ser definida como toda matéria orgânica de origem animal ou vegetal, principalmente desta última, que pode ser convertida em energia. Uma de suas principais características, enquanto produto do cultivo de espécies vegetais, é a sua dependência de uma fonte primária de energia, a solar, e de outros fatores, como condição climática, caracterização dos solos, disponibilidade de água, etc. (Silva, 1999).

Atualmente o consumo de biomassa se destina a uma grande variedade de aplicações, indo desde a cocção até a geração de energia elétrica. Em função desta última finalidade, serão apresentadas a seguir algumas formas de biomassa (os óleos vegetais, a lenha sustentável, os resíduos agrícolas, o capim-elefante e a mandioca); as tecnologias atualmente em curso para o seu aproveitamento e conversão em energia elétrica; e seus respectivos impactos ambientais. Como se pode observar não será mencionado o aproveitamento energético do bagaço de cana-de-açúcar, que vem sendo realizado pela indústria canavieira para a geração de vapor e energia elétrica através da cogeração, por se tratar de um aproveitamento tradicional, já realizado em larga escala, e que, portanto, não foi considerado como processo alternativo.

#### 4.3.1. Óleos Vegetais

Existe uma grande variedade de plantas que produzem sementes oleaginosas e crescem espontaneamente no imenso território brasileiro. Estas sementes constituem-se em uma fonte de riqueza natural que vem sendo explorada desde 1913, quando se produziam óleos a partir de sementes de andiroba. Naquela época, o óleo vegetal já era utilizado para iluminação e outras finalidades (Pesce, 1941).

Dentre as plantas oleaginosas utilizadas destaca-se o gênero das palmáceas, como a palma africana (mais conhecida como dendezeiro), o buriti, a andiroba e o babaçú. Esta última é uma das mais difundidas, encontrada principalmente no Maranhão e Piauí. A palmeira leva de 7 a 8 anos para produzir e tem vida média de 35 anos. Segundo Freitas et al (1996), pode-se encontrar em média 200 plantas/ha, onde cada planta possui cachos com cerca de 150 a 300 frutos, ou coquilhos. A produtividade média dos babaçuais é de cerca de 5.000 kg de coquilhos/ha.ano, sendo possível extrair 400 kg de óleo vegetal/ano.

O buriti é encontrado principalmente na Região Centro-Oeste e na Amazônia Ocidental, onde é possível distribuir de 450 a 550 plantas/ha. A planta feminina apresenta de 2 a 8 florações durante o ano e cada cacho contém em média 850 frutos. De acordo com Molion (1994), considerando-se a distribuição média de 500 plantas/ha pode-se obter cerca de 5.000 kg de óleo/ha.ano.

Assim como o buriti, a andiroba pode ser encontrada na Região Centro-Oeste e fartamente em toda a Bacia Amazônica e seus afluentes. Pelo fato de produzir madeira parecida com o cedro e alcançar bons preços no mercado estrangeiro como sucessor do mogno, a andiroba é intensamente aproveitada nas serrarias (Pesce, 1941). Sua safra vai de fevereiro a agosto e, de acordo com estudos, pode-se obter um rendimento de extração entre 28 e 33% em peso (28 kg de óleo por 100 kg de semente de andiroba desidratada).

O dendezeiro é originário da África, sendo trazido ao Brasil pelos escravos africanos no período colonial. Sua cultura é de ciclo de vida longa (de 25 a 30 anos) e para variedades híbridas geneticamente melhoradas, como a “tenera”, verifica-se um alto grau de produtividade, podendo-

se atingir cerca de 25.000 kg de cachos de frutos/ha.ano e produzir de 4.000 a 7.000 kg de óleo/ha.ano (CEPED, 1981). Esse volume é cerca de dez vezes a produtividade do óleo de soja, o dobro do coco e cerca de quatro vezes mais que o produzido pela cultura do amendoim. Além disto, esta cultura apresenta outras vantagens frente às demais plantas oleaginosas: produz cachos de frutos durante todo o ano, sendo mais intenso nos meses de novembro a maio, e adapta-se a climas úmidos com altos índices pluviométricos, solos pobres e de alta insolação (Torres, 2000). Por isso, grande parte da produção nacional de óleo de dendê encontra-se nos Estados da Bahia e do Pará.

#### 4.3.1.1. Obtenção dos Óleos Vegetais

O aproveitamento dos óleos vegetais inicia-se com a sua obtenção, composta por cinco etapas quando realizada em escala industrial (Torres, 2000), que não cabe aqui detalhar. É importante ressaltar que, após o corte, os cachos precisam ser imediatamente transportados e processados, antes de 24 horas, para não acidificar e perder qualidade.

Existe também a possibilidade de se obter o óleo vegetal de forma mais simples, mais artesanal, para produções em pequena escala, típicas da geração descentralizada. Para tanto, as sementes obtidas são desidratadas em estufas improvisadas (caixas de madeira expostas ao sol e protegidas apenas por uma tela) e levadas às prensas hidráulicas ou do tipo rosca sem fim. Depois da extração do óleo vegetal é realizada uma filtragem. A torta produzida com a prensagem pode ser utilizada como ração para animais e, até mesmo, transformada em carvão para ser queimado em fornos de olarias ou padarias. Assim, reduz-se a demanda de lenha, combustível responsável por parte do desmatamento regional (Correia, 1999).

#### 4.3.1.2. A Geração de Energia Elétrica

As referências quanto ao desempenho de óleos vegetais em motores a Diesel remontam ao ano de 1900, quando Rudolph Diesel analisou o desempenho do seu próprio motor Diesel com óleos vegetais. Estes óleos apresentam, em sua composição química, carbono e hidrogênio em proporções bem próximas ao óleo Diesel, que juntamente com outras características os qualificam como combustível apto a ser utilizado em motores operando com ciclo Diesel. Entretanto, a presença de oxigênio na composição dos óleos vegetais é um dos grandes

responsáveis pelas diferenças entre estes e o próprio óleo Diesel, tornando desaconselhável sua aplicação direta (CEPED, 1981).

As maiores dificuldades na utilização direta destes óleos em motores Diesel estão associadas à sua alta viscosidade. A alta viscosidade é responsável pela pobre atomização e combustão incompleta do óleo, gerando a formação de depósitos de carbono nos bicos injetores e nas paredes internas frias (Özaktas et al, 1997). Estudos indicam que uma medida para reduzir este problema é o pré-aquecimento do óleo vegetal, de tal forma a reduzir sua viscosidade (Soares et al, 2000). A presença de oxigênio nas moléculas, como mencionado, aumenta a corrosão e é incompatível com os lubrificantes atualmente em uso.

De acordo com Gadgil et al (1994), pode-se também utilizar uma mistura de Diesel com até 30% de óleos vegetais em motores Diesel convencionais sem que haja a necessidade de realizar qualquer alteração mecânica no motor. Entretanto, alguns estudos realizados pelo IPT e pela PETROBRÁS, indicam que esta mistura apresenta alguns inconvenientes, relacionados basicamente à redução da eficiência do motor e ao aumento do consumo de combustível (Silva, 1998 a).

Para contornar estes problemas, é necessário um processamento termoquímico que modifique as moléculas de óleos vegetais para torná-las mais próximas às do óleo Diesel e, assim, serem utilizados em motores Diesel tradicionais. Dentre os processos existentes destaca-se a transesterificação e o craqueamento catalítico (Sá Filho et al, 1979).

Além desses dois processos, Molion (1994) afirma que se pode transformar óleo vegetal em “Diesel vegetal” de forma mais simples. O processo consiste em misturar óleo e metanol em partes iguais, além de 1% de ácido clorídrico concentrado. A mistura é deixada em temperatura entre 30 a 40 °C, típica da região dos trópicos, por 3 a 4 dias. Quando a “metanólise” está completada não há necessidade de destilação, pois a mistura separa-se em duas camadas distintas, sendo possível recuperar cerca de 80% do álcool introduzido. Os testes realizados com motor Diesel comercial mostraram que o óleo produzido possui viscosidade satisfatória; os gases de escapamento não produziram nenhum odor particular, contrariamente aos que são produzidos pela queima de óleos vegetais naturais; o consumo foi inferior ao do Diesel, pois o óleo

produzido possui poder calorífico maior; o motor não precisou de nenhuma regulagem e foi verificada a formação de uma crosta carbonizada semelhante a que ocorre com o Diesel.

Existe também um motor desenvolvido pela firma alemã DMS, de tecnologia Elsbett, que utiliza diretamente o óleo vegetal sem a necessidade de transesterificá-lo ou craqueá-lo. Este motor, que na realidade corresponde apenas a um motor Diesel com algumas modificações na geometria do cilindro e no sistema de injeção do combustível, já vem sendo empregado em alguns locais com resultados relativamente satisfatórios (Freitas et al, 1996).

#### 4.3.1.3. Impactos Ambientais

O processamento do óleo vegetal normalmente não apresenta impactos ambientais críticos. Os resíduos oriundos das etapas de extração do óleo, como fibras, cascas e cachos, são normalmente aproveitados para a geração de calor ou vapor de processo. Neste caso, pode haver algum impacto relacionado à emissão de particulados se não forem implantados equipamentos, como filtros especiais, para o tratamento dos gases de exaustão. Em se tratando do uso do vapor, este é utilizado também para gerar a energia elétrica necessária na usina através de uma turbina a vapor. Os efluentes do esterilizador e do hidrociclone seguem para plantas que utilizam a fermentação anaeróbica como tratamento. Além deste, é necessário também realizar o tratamento da água para as caldeiras.

Os principais impactos negativos ao meio ambiente podem estar relacionados à grande área de plantio necessária para a obtenção do óleo vegetal quando a demanda de energia elétrica for relativamente alta, já que a produtividade em kg de óleo/ha.ano é relativamente baixa; ao odor e aos gases emitidos, característicos da utilização do óleo vegetal diretamente em motores a Diesel; e aos riscos de qualquer indústria química, quando for obtido o Diesel vegetal através dos processos de transesterificação ou craqueamento catalítico, mencionados anteriormente.

Entretanto, o aproveitamento energético do óleo vegetal também traz impactos ambientais positivos. Um dos benefícios é a recuperação de áreas degradadas e maior taxa de infiltração pluvial, evitando a erosão do solo e promovendo a recarga dos aquíferos (Silva, 1998 b).

Com relação à geração de energia elétrica, a grande vantagem dos óleos vegetais está relacionada aos benefícios ambientais que poderiam ser atingidos quando comparados com a

geração termelétrica a partir de derivados de petróleo. Segundo Freitas et al (1996), 1 kWh gerado através de um grupo gerador com rendimento de 28% utiliza cerca de 0,33 l de óleo Diesel e provoca a liberação média de 0,297 kg C-CO<sub>2</sub> (carbono proveniente da emissão de dióxido de carbono). Supondo então uma cidade que produz cerca de 5 milhões de kWh/ano, como Riberalta (Amazônia Boliviana), este volume de energia equivale a um nível de emissões da ordem de 1,5 milhão de kg C-CO<sub>2</sub>/ano, sem contar as emissões provenientes do transporte do Diesel até a cidade. Ao utilizar o óleo vegetal na produção de energia elétrica haveria também emissões, mas o balanço final de carbono na atmosfera seria praticamente nulo, uma vez que o dióxido de carbono emitido na combustão do óleo vegetal é compensado pelo carbono captado pela planta oleaginosa no ciclo de fotossíntese, durante o seu crescimento.

Além disto, análises realizadas na REMAN/PETROBRÁS sobre a comparação entre o uso de óleo de dendê e de óleo Diesel em motores estacionários mostra que o óleo de dendê apresenta cerca de 11 vezes menos enxofre que o máximo permitido no óleo Diesel, segundo a Associação de Padronização de Medidas Técnicas – ASTM (Miranda & Moura, 2000). Ou seja, além de não contribuir para o efeito estufa, a queima de óleo de dendê também não contribui para a ocorrência de chuva ácida.

#### *4.3.2. Lenha Sustentável*

A biomassa lenhosa, ou madeira, vem sendo utilizada como fonte energética desde os primórdios da civilização. No Brasil, durante alguns séculos a facilidade de extração e sua disponibilidade foram fatores decisivos para a exploração predatória deste energético, comprometendo a cobertura vegetal em diversas regiões.

O potencial energético das florestas é determinado através de vários fatores, como a produtividade de cada espécie, sua rotatividade (indicando a fração da floresta que pode ser utilizada anualmente sem ocasionar o esgotamento da produção), do seu poder calorífico, etc. A Tabela 4.1 mostra as estimativas médias de algumas espécies, para as regiões do país onde predominantemente se encontram, e suas respectivas produtividades energéticas médias (Silva, 1999).

Tabela 4. 1: Produtividade e rotatividade médias das florestas brasileiras.

Espécie	Produtividade (m <sup>3</sup> /ha)	Maturidade (anos)	Rotatividade (% ao ano)	Produtividade * (MJ/m <sup>2</sup> .ano)
Eucalipto	100	7	14	5,4
Mata natural	140	10 – 30	5	2,7
Cerradão	130	15	7	3,5
Cerrado	70	15	7	1,9
Caatinga	40	15	7	1,0

\* Calculadas adotando o poder calorífico médio de 13,81 MJ/kg e a massa específica de 280 kg/m<sup>3</sup> para todas as espécies.

Fonte: Silva, 1999.

Muitos estudos vêm sendo desenvolvidos para melhorar a produtividade das espécies. Grande parte deste esforço é originária da mudança no perfil de produção deste energético, deixando de ser meramente extrativista para ser substituído pela produção originária de florestas plantadas. A vantagem deste tipo de produção, que vem apresentando crescimento acentuado nos últimos anos, está nas técnicas utilizadas, superando em qualidade a exploração extrativista da madeira.

Inicialmente a produção de lenha utilizava principalmente eucaliptos e era obtida através de plantações com baixa densidade florestal (1.600 árvores/ha) e longos ciclos de corte (de 8 a 20 anos). Com o incremento da atividade de pesquisa, vêm sendo testadas novas espécies e desenvolvidas novas tecnologias capazes de melhorar significativamente a sua estrutura genética. Além disto, os avanços permitem realizar produções independentes de sementes e melhoramentos nas técnicas de fertilização, preparo e manejo do solo e da floresta, garantindo um ganho de produtividade com a implantação de florestas mais densas (com cerca de 5.000 árvores/ha) e a diminuição dos ciclos de corte (entre 3 e 5 anos) (Leal, 1998).

#### 4.3.2.1. A Geração de Energia Elétrica

O aproveitamento energético da lenha pode ser realizado por diversos processos, sendo a combustão direta e a gaseificação os mais utilizados. Ambas as tecnologias já se apresentam com elevado grau de maturidade, não havendo muitos riscos tecnológicos no seu emprego. Entretanto,

o reduzido desempenho energético e a baixa capacidade dos sistemas de combustão direta para a geração de energia elétrica serviram de estímulo para a utilização de uma unidade de gaseificação acoplada a um motor de combustão interna, alternativa mais tradicional e explorada em unidades de pequeno porte, normalmente em sistemas de geração descentralizada.

Uma outra alternativa consiste em utilizar o gás combustível em turbinas a gás, sistema este genericamente conhecido como BIG-GT – “Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine” (Cortez e Lora, 1997). De uma maneira geral, a eficiência destas turbinas é de cerca de 35%, podendo chegar ao máximo de 40% (Gallo, 2000), e o custo estimado para a eletricidade gerada situa-se entre US\$ 44-78/MWh (Freitas et al, 1998).

Para que a produção de energia elétrica seja mais eficiente, pode-se aproveitar a energia associada aos gases de escape da turbina em sistemas de cogeração, em sistemas de produção de vapor que irão alimentar uma instalação de ciclo combinado (normalmente designados IGCC – “Integrated Gasifier/Combined Cycle”), ou ainda em sistemas de produção de vapor a ser injetado na própria turbina a gás (comercialmente designadas como STIG – “Steam Injected Gas Turbine”) (Walter, 2000 a). De acordo com Freitas et al (1998), o custo estimado para a eletricidade gerada variava de US\$ 41-69/MWh para o ciclo combinado e US\$ 38-66/MWh para o ciclo STIG.

O sistema com célula a combustível acoplada às unidades de gaseificação também tem sido considerado como alternativa para geração de energia elétrica. As células a combustível permitem tal geração através da oxidação eletroquímica de um combustível com o oxigênio do ar. De acordo com Walter (1998), eficiências da ordem de 45 a 70% têm sido alcançadas em unidades comerciais de capacidade não inferior a algumas centenas de kW. Nestes sistemas vem sendo dada atenção à produção de hidrogênio a partir da biomassa, com especial ênfase aos processos de reforma com vapor, uso de catalisadores, etc.

#### 4.3.2.2. Os Impactos Ambientais

Os impactos ambientais negativos que podem ser verificados no processo de aproveitamento energético da lenha sustentável para fins de geração de energia elétrica estão

associados basicamente à característica do empreendimento florestal e aos efluentes do processo de gaseificação, que, no entanto, podem ser mitigados através de medidas preventivas.

As etapas de implantação, crescimento e exploração deverão estar sob estrito controle, como o uso de produtos químicos (fertilizantes, pesticidas e formicidas), a erosão e a compactação do solo pelo uso de tratores e caminhões, evitando-se práticas de cultivo antigas e impactantes, como as queimadas para a preparação do solo (Carpentieri, 2000). Além disto, segundo Silva (1999) podem ser verificadas alterações na fauna local, especialmente em regiões de monocultura de eucaliptos, pois a ausência de frutos desta espécie vegetal provoca a migração e o desaparecimento de aves e outros animais, alterando o ecossistema local e, em alguns casos, permitindo a proliferação desproporcional de alguns tipos de insetos.

Outros impactos podem estar associados à característica do gás combustível. A presença de compostos como alcatrão, álcalis e material particulado pode causar efeitos de erosão e corrosão nos equipamentos à jusante, especialmente na turbina a gás, bem como impactos ambientais. Por isso, a limpeza do gás, considerada uma das partes críticas do sistema, é fundamental para que se minimize tais efeitos (Walter, 2000 a). Neste sentido, pode haver algum impacto ambiental relacionado à captação de um volume de água para a limpeza do gás em “scrubbers” e a contaminação dos corpos receptores hídricos com a liberação de água residual contaminada. Para este último caso pode-se adotar o tratamento por processos biológicos e sua reutilização no processo (Walter, 1998).

Entretanto, a utilização da lenha para geração de energia elétrica também traz impactos ambientais positivos, como o controle da erosão do solo e das funções hidrológicas, a restauração de ecossistemas degradados, a redução dos níveis de assoreamento dos rios e reservatórios, etc. Talvez um dos mais destacados pela comunidade científica atualmente seja sua contribuição para reduzir o efeito estufa na atmosfera, cuja razão é a mesma para qualquer tipo de biomassa e já foi comentada anteriormente.

### 4.3.3. Resíduos Rurais

Durante muito tempo os resíduos gerados na agricultura, na extração da madeira e nas culturas animais, como por exemplo a pecuária, foram ignorados como fonte potencial de energia. Em função da grande disponibilidade e, muitas vezes, da falta de destino para estes resíduos, as empresas têm investido no seu aproveitamento energético, seja para geração de calor ou de eletricidade.

Dentre os resíduos agrícolas destacam-se a palha da cana-de-açúcar e a casca de arroz. A palha é obtida durante a colheita, mecanizada ou manual, da cana. Entretanto, não se deve aproveitar a totalidade de palha obtida para fins energéticos, pois ela também tem uma função herbicida quando deixada no campo. Esta função é importante para inibir o desenvolvimento de plantas daninhas e, assim, evitar a utilização de herbicidas químicos (Verde Leal, 2000). Já a casca de arroz é obtida durante o beneficiamento do arroz e, de acordo com Serra et al (1999), a uma taxa de 25% em peso (ou seja para cada 100 kg de arroz processado obtém-se 25 kg de casca) e com conteúdo energético em torno de 13,22 MJ/kg.

Os resíduos florestais são classificados em dois tipos: folhas, galhos, ponteiros e cascas, que geralmente são deixados após o corte de árvores; e resíduos do processamento da madeira, como serragem e recortes de madeira, para a produção de bens de consumo. Neste último, estima-se que a quantidade média de resíduos é da ordem de 55% da quantidade de madeira processada, com o conteúdo energético médio em torno de 11,5 MJ/kg.

O resíduo de culturas animais corresponde ao esterco. No caso de culturas confinadas em currais, estábulos, etc. existe uma grande concentração e disponibilidade de esterco animal, característica que normalmente é mais difícil de se verificar em criações mais dispersas, como em pastagens (MME, 1982). Segundo Silva et al (1997), estima-se que a produtividade anual (em base úmida) de esterco seja de 3,6 ton/boi, 0,8 ton/porco e 0,065 ton/galinha, e o poder calorífico médio destas três culturas, de 6.500 kcal/m<sup>3</sup> (27,2 MJ/m<sup>3</sup>).

No Brasil, a fração desses resíduos utilizada para finalidades energéticas é muito limitada e, quando usados, são basicamente para o autoconsumo de energia. De uma maneira geral, uma grande quantidade de resíduos, de alto conteúdo energético, ainda é desperdiçada por indústrias

extrativas e agrícolas, que acabam comprando combustível para suprir suas necessidades energéticas (Serra et al, 1999).

Talvez uma das barreiras a este aproveitamento esteja associada a alguns fatores que influenciam no suprimento destes resíduos, como é caso dos resíduos agrícolas. Para aplicações energéticas, onde se requer a disponibilidade contínua da biomassa, é sempre fundamental levar em conta que estes resíduos se caracterizam por sua disponibilidade sazonal e, conseqüentemente, necessitam de armazenamento por meses seguidos. Isto pode onerar o seu custo e alterar suas características, já que são compostos orgânicos passíveis de fermentação quando estocados sem as devidas condições ou sem passarem por específicos processos.

Entretanto, de acordo com Kikushi (2000), basicamente a grande barreira para os resíduos rurais é o desconhecimento e o preconceito, diante de fontes predominantes no mercado há dezenas de anos. Aliam-se a isto dificuldades básicas como a garantia de contrato de compra e fornecimento de matéria-prima e maiores garantias de um mercado seguro de compra e venda da energia elétrica gerada.

#### 4.3.3.1. A Geração de Energia Elétrica

Com relação à ferramenta tecnológica, já existem muitas tecnologias comprovadas para o aproveitamento energético de vários tipos de resíduos, como por exemplo os ciclos convencionais de potência a vapor; a gaseificação associada ao aproveitamento dos gases em turbinas a gás, como já mencionado anteriormente; e a produção do biogás para ser utilizado em ciclos a vapor ou turbinas a gás.

Quando os resíduos agrícolas e florestais sofrem combustão direta em ciclos a vapor, pode-se adotar antes o processo de briquetagem para aumentar a sua eficiência, uma vez que esta técnica permite o aumento da densidade e da resistência mecânica e a redução do teor de umidade do material (Gomes Filho, 1998).

Outra alternativa para o aproveitamento energético de resíduos, especialmente os agroindustriais e de culturas de animais, é através da biodigestão. Este processo envolve a ação de microorganismos que, na ausência de oxigênio (biodigestão anaeróbica), transformam a

matéria orgânica em metano (CH<sub>4</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e compostos estabilizados. Em função da concentração de metano, o poder calorífico do biogás pode variar entre 21 e 29 MJ/m<sup>3</sup>.

#### 4.3.3.2. Os Impactos Ambientais

Os impactos ambientais do uso de ciclos a vapor a partir de resíduos rurais estão associados às emissões gasosas, basicamente de particulados (já mencionados quando da geração de energia elétrica a partir da lenha sustentável), e aos efluentes líquidos, no caso a água. As usinas termoelétricas a vapor empregam água para realizar a condensação do vapor. A solução mais barata consiste em tomá-la de um grande corpo, como lago ou rio, e devolvê-la a uma temperatura maior à esse manancial. Entretanto, isto pode causar a chamada poluição térmica, verificada quando ocorre um aumento de temperatura da água, causada por ação externa, capaz de causar danos ao ecossistema aquático. A água também pode ser utilizada na limpeza dos gases de exaustão, sendo necessário seu tratamento adequado antes de ser devolvida ao corpo d'água.

Além disto, a captação de grandes volumes de água pode pôr em risco a sustentabilidade de alguns mananciais. Para reduzir este efeito, existem sistemas de resfriamento que captam um volume de água mais reduzido, como os sistemas por torre úmida, e outros que nem utilizam água e sim resfriamento a seco (Gallo, 2000).

Entretanto, o aproveitamento dos resíduos de outras atividades por si só já representa um impacto ambiental positivo. Além de poder ser utilizado para fins energéticos, em alguns casos obtêm-se subprodutos que podem ser aproveitados na própria cultura que originou os resíduos. Um exemplo destes são os subprodutos da biodigestão, como os sólidos estabilizados, que são potencialmente utilizáveis como alimento animal ou fertilizante; e os nutrientes dissolvidos em água, apropriados para o crescimento de algas e adubação de plantações (MME, 1982). Outro aspecto importante é que as reações de combustão em fase gasosa, como com o biogás, são normalmente muito eficientes, havendo uma redução significativa da formação e emissão de material particulado.

#### 4.3.4. *Capim-Elefante*

O capim-elefante apresenta uma estrutura morfológica bastante semelhante à do bagaço de cana-de-açúcar, contendo 65% de fibras e 35% de material não fibroso (Azevedo, 2000). Ela é uma espécie adaptada a altas temperaturas e umidade, sendo capaz de tolerar também temperaturas baixas antes de interromper seu crescimento, e apresenta alto potencial de produção de matéria seca (Jacques, 1990). Seu uso é bastante difundido como forragem na alimentação de animais, sendo no entanto seu aproveitamento energético ainda incipiente.

##### 4.3.4.1. A Geração de Energia Elétrica

O aproveitamento energético do capim-elefante pode ser realizado através de sua queima direta em fornos, obtendo calor que pode ser utilizado, por exemplo, em indústrias de cerâmica vermelha.

Quanto à geração de energia elétrica, a tecnologia mais promissora é a gaseificação da gramínea e posterior utilização de turbinas a gás, cuja operação já foi mencionada anteriormente. Além desta rota tecnológica, alguns estudos vêm sendo realizados para operar de maneira híbrida um grupo gerador a Diesel acoplado ao gaseificador de capim-elefante. Neste caso, como a energia de ativação dos componentes do gás combustível é alta (metano e monóxido de carbono), torna-se necessária uma fagulha para ativar a combustão, dada no ciclo Diesel pela ignição do óleo Diesel presente na mistura (Fernandes & Sánchez, 1999).

Resultados econômicos preliminares mostram-se favoráveis quando vistos sob o atual cenário brasileiro. Segundo Fernandes et al (2000), os custos da eletricidade produzida com a gaseificação do capim-elefante acoplada ao motor Diesel, em operação híbrida, estão na faixa entre 0,165 e 0,225 R\$/kWh (0,0825 a 0,1125 US\$/kWh<sup>4</sup>), indicando sua viabilidade econômica. Assim, esta rota tecnológica apresenta-se como alternativa para a eletrificação rural ou em sistemas isolados, de baixa demanda energética.

---

<sup>4</sup> Cotação média em 2000: 1 US\$ = 2 R\$.

#### 4.3.4.2. Os Impactos Ambientais

Os impactos ambientais associados ao aproveitamento energético do capim-elefante são muito poucos, relacionados basicamente às emissões provenientes da geração de energia elétrica a partir de turbinas a gás ou motores a Diesel. Quanto à primeira tecnologia, as emissões gasosas e líquidas são as mais impactantes e já foram mencionadas anteriormente. Quanto ao uso de motores a Diesel, as emissões gasosas podem ser um pouco mais preocupantes pois apresentam enxofre em maiores concentrações, em função da adoção do Diesel na mistura. O enxofre é oxidado pelo oxigênio do ar e forma óxidos de enxofre. Ao entrarem em contato com a água na atmosfera pode haver a formação de ácido sulfúrico e originar as chamadas chuvas ácidas. A possibilidade de ocorrer este fenômeno é maior quando são queimados combustíveis com alto teor de enxofre.

#### 4.3.5. *Mandioca*

A mandioca apresenta em sua raiz a fonte para o aproveitamento alimentar e energético, diferentemente de outras espécies em que este aproveitamento provém das folhas ou do fruto. O seu uso para fins energéticos está associado à produção de etanol, que pode ser destinado aos setores químico, de transporte e de geração de energia elétrica, este último de interesse para esta tese.

Segundo Silva et al (1997), a produção de etanol a partir do amido extraído da mandioca já foi experimentado no Brasil em escala industrial, não havendo dificuldades tecnológicas para a sua realização. Entretanto, são necessárias algumas etapas preliminares que acabam por aumentar o custo do processo, dificultando a sua expansão como alternativa energética. Com isto, inúmeras instalações experimentais foram fechadas ou convertidas ao uso de cana-de-açúcar (Jannuzzi et al, 1995).

De acordo com o MME, o rendimento da produção de etanol a partir da mandioca é superior à da cana-de-açúcar tanto por área quanto por peso (MME, 1982). No caso da cana, o rendimento é de 70 l de etanol/ton de cana produzida e 3.500 l de etanol/hectare, enquanto que para a mandioca estes valores são de 180 l de etanol/ton de mandioca e 4.500 l de etanol/hectare.

Tudo isto mostra que apesar dos custos mais elevados, o aproveitamento energético da mandioca para produzir etanol é expressivo e atrativo e pode ser uma boa opção para a geração de energia elétrica em sistemas descentralizados, onde o custo de geração é relativamente maior que no resto do país.

#### 4.3.5.1. A Geração de Energia Elétrica

O etanol produzido a partir do processamento da mandioca pode ser utilizado como combustível em algumas tecnologias de conversão, como motores de combustão interna operando com ciclo Otto e ciclo Diesel. No primeiro caso já existe tecnologia nacional desenvolvida e amplamente testada em veículos a álcool. No segundo caso, o etanol anidro é misturado ao Diesel, processo este que ainda se encontra em fase de testes em veículos (ônibus).

#### 4.3.5.2. Os Impactos Ambientais

Os impactos ambientais que podem ser verificados no aproveitamento da mandioca estão associados principalmente às práticas de agricultura e às emissões gasosas dos motores utilizados, estas últimas já mencionadas no aproveitamento energético dos óleos vegetais e do capim-elefante.

Segundo Jannuzzi et al, a problemática das práticas de agricultura tem a sua origem no aspecto cultural:

*“(...) uma vez que o setor agrícola em muitos países, principalmente nos subdesenvolvidos, apresenta grande resistência à utilização de métodos e técnicas melhoradas e mais racionais de cultivo, praticando ainda métodos muito antigos e muitas vezes pouco eficientes, desenvolvidos em épocas onde a preocupação ambiental era pouca ou inexistente.”(Jannuzzi et al, 1995).*

Neste sentido pode-se tomar como exemplo as tradicionais queimadas para o preparo do solo, ainda hoje muito utilizadas mesmo em setores agrícolas mais modernizados, como é o caso do setor sucro-alcooleiro no Brasil. Além de desperdiçar parte da biomassa disponível, a prática das queimadas provoca uma grande emissão de material particulado, com impacto considerável à atmosfera e ao meio ambiente.

#### **4.4. Os Programas e Projetos a Partir de Fontes Renováveis Alternativas**

Os programas de estímulo ao uso de fontes renováveis alternativas no Brasil vinham sendo desenvolvidos de forma lenta, excetuando-se unicamente o caso do PROÁLCOOL, que, no entanto, vem a alguns anos sendo desestimulado, havendo muitas propostas para o seu encerramento. Praticamente todos são iniciativas de órgãos ou empresas federais e estaduais, muitos deles com financiamentos obtidos através de linhas de crédito de organismos internacionais, avalizados e geridos por entidades públicas; e alguns outros com recursos do próprio setor energético, especificamente do setor elétrico nos casos de geração de eletricidade.

Neste último caso, a utilização dessas fontes de energia é destinada, principalmente, ao atendimento dos sistemas isolados, desconectados dos sistemas elétricos interligados, caracterizados por estarem localizados em regiões de demanda energética reduzida e distâncias expressivas. Esta característica pode ser observada na descrição de alguns programas e projetos desenvolvidos ou em desenvolvimento no país, apresentados a seguir. Os principais programas desenvolvidos a partir da crise de energia elétrica de 2001 estão inseridos no próximo capítulo. Deve-se salientar, entretanto, que algumas informações não foram disponibilizadas e, portanto, não se encontram incluídas neste texto.

##### *4.4.1. O Programa Luz no Campo*

Criado pelo MME, através do decreto presidencial de 02 de dezembro de 1999, o Programa Nacional de Eletrificação Rural “Luz no Campo” tem o objetivo de levar energia elétrica ao meio rural brasileiro e, assim, criar condições para o desenvolvimento sócio-econômico da área atendida e a permanência do homem no campo. Sua meta principal é a eletrificação de 1.000.000 de propriedades rurais, notadamente as pequenas e médias, em um período de 4 anos. Com isto espera-se aumentar o índice de eletrificação rural de 33% para 50% (CEPEL, 2000). A Figura 4.1 mostra as metas de atendimento, em termos percentuais, às comunidades rurais em todos os estados brasileiros.

Os recursos para o financiamento dos projetos vêm da Reserva Global de Reversão – RGR - e do Uso de Bem Público no período de 1999 a 2002 e são utilizados através de empréstimos às concessionárias de energia elétrica e às cooperativas de eletrificação rural (Silva e Cavaliero, 2001). No caso dos estados das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, podem ser concedidos financiamentos, a partir de tais recursos, com prazos e condições diferenciados das demais regiões em razão do seu baixo índice de eletrificação rural. A comercialização é de inteira responsabilidade das concessionárias de energia elétrica que, em princípio, têm interesse em viabilizar o repasse do financiamento ao consumidor (Cavaliero et al, 2001).

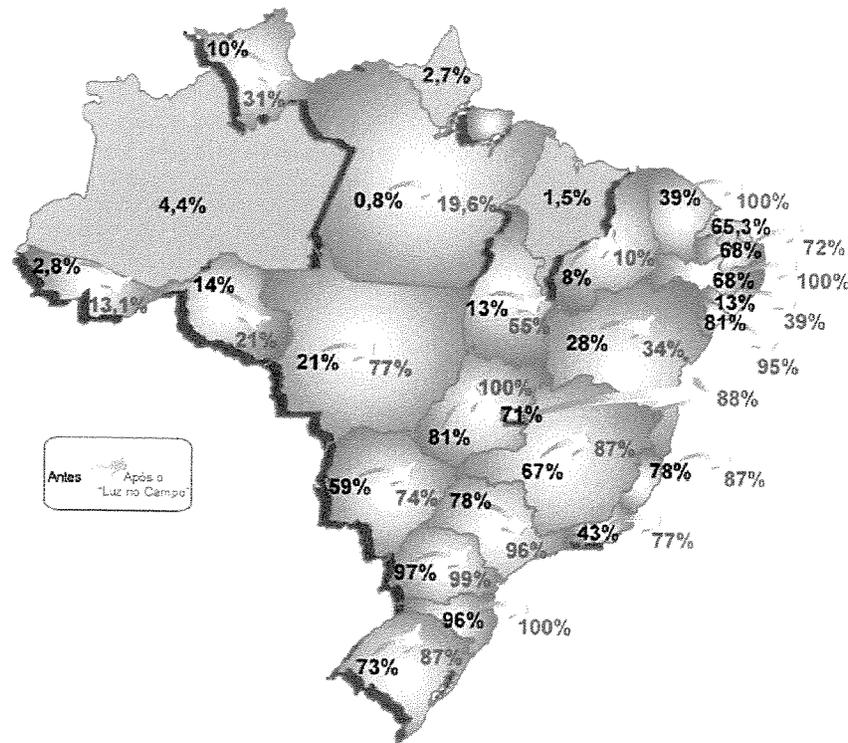


Figura 4. 1: Metas do Programa Luz no Campo.

Fonte: MME, 2000 b.

#### 4.4.2. O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios –PRODEEM

O PRODEEM é um programa do governo federal, coordenado pelo MME, instituído em dezembro de 1994. Seu objetivo principal é viabilizar o suprimento de energia elétrica às comunidades isoladas, apoiando o atendimento das demandas sociais, promovendo o uso racional da energia e favorecendo a geração de empregos e a elevação da renda nas regiões não eletrificadas (Ribeiro et al, 1999). Para tanto, são utilizadas fontes renováveis de energia disponíveis em cada localidade (PCH, biomassa e energias solar e eólica) no atendimento de instituições e unidades comunitárias, como escolas, postos de saúde, associações, etc. A Tabela 4.2 mostra o perfil de realizações do PRODEEM entre 1995 e 1999.

Tabela 4. 2: Resultados do PRODEEM entre 1995 e 1999.

Ano	Comunidades Atendidas/em atendimento		População Beneficiada	Recursos Aplicados (mil R\$)	
	Previsto	Realizado		MME	Parceiros
1995	27	9	-	1.878	365
1996	100	116	34.403	4.288	60
1997	300	200	68.633	3.650	750
1998	1.000	1.776	351.200	3.660	3.838
TOTAL	1.427	2.091	403.036	13.476	4.913
1999	3.000	4.000	800.000	17.200	37.034

Fonte: Ribeiro et al, 1999.

O período de seca prolongado na Região Nordeste em 1998 fez com que o PRODEEM abrisse uma frente adicional para o abastecimento de água, sendo adquiridos 800 sistemas de bombeamento. Esta ação se manteve também em 1999, no qual foram adquiridos outros 1.240 sistemas de bombeamento. Parte destes foi instalado entre 1999 e 2000 e outra parcela em 2001 (MME, 2002 b).

Apesar dos resultados que vêm sendo obtidos, algumas críticas foram feitas sobre o PRODEEM. A principal delas refere-se à falta de comprometimento com a atividade de manutenção dos sistemas elétricos instalados. A maior parte dos projetos desenvolvidos utilizou-

se de pequenos sistemas fotovoltaicos, instalados sem qualquer informação à comunidade sobre o seu funcionamento e manutenção. Com isto, em muitas localidades inicialmente beneficiadas, tais sistemas encontram-se parados, resultando na marginalização das comunidades e desperdício do dinheiro público.

Em julho de 1998, o MME elaborou um Plano de Ação para o PRODEEM com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, da U. S. Agency for International Development - USAID, do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - PNUD, da União Européia e de outros organismos. Este plano busca descentralizar as ações do programa para que os próprios agentes locais promovam um mercado sustentável de serviços de energia renovável (MME, 2001). Neste sentido, desde o final de 2001 o PRODEEM incorporou a preocupação com a transformação do mercado de eletrificação rural descentralizada, apoiando o desenvolvimento de modelos locais de gestão dos serviços de energia elétrica adaptados às necessidades domésticas e produtivas das populações dispersas em áreas não atendidas pela rede de distribuição. A utilização de sistemas descentralizados com fontes renováveis alternativas e a participação da comunidade local poderão melhorar a qualidade e reduzir os custos do serviço, tornando-os uma opção viável por parte das concessionárias e permissionárias de energia elétrica. Desta forma, o PRODEEM pretende compatibilizar sua nova atribuição com a universalização do atendimento no Brasil (MME, 2002 b).

#### *4.4.3. O Programa de Bioeletricidade para Suprimento de Comunidades Remotas e Meio Rural*

##### *– PROMASE*

Este programa visava obter casos de sucesso de sistemas de biomassa gerando energia elétrica. Eram caracterizados pela auto-sustentabilidade de longo prazo, já que incorporavam as especificidades de cada localidade, e pela possibilidade de serem aplicados em todo território nacional (Serra et al, 1999).

Criado pelo MME em 1998, ele previa a participação de empresas privadas, como empresas de equipamentos, engenharia e setores produtivos ligados à biomassa, para mostrar a viabilidade de exploração econômica destas alternativas por novos agentes. Para tanto, o programa

contemplava projetos nas áreas de óleos vegetais, resíduos florestais, resíduos agrícolas, lenha e carvão vegetal, que deveriam ser propostos pelas instituições requerentes.

Inicialmente foram enviadas cartas-convite para 50 instituições e recebidos 12 projetos (a maioria da Região Norte), que se enquadravam nos requisitos preliminares do programa. Esta fase de seleção e aprovação de projetos está prevista para durar no máximo 4 anos e durante este período espera-se aprovar, executar e acompanhar os resultados de cerca de 20 projetos de geração de energia elétrica com base na biomassa. Em 1999 foram priorizados cinco projetos, sendo três deles na área de aproveitamento de resíduos e dois utilizando óleo vegetal como combustível, totalizando cerca de R\$ 2 milhões em recursos (Serra et al, 1999).

#### *4.4.4. Programa Trópico Úmido – PTU*

Criado por decreto em 1972, constituiu-se em tradicional ação programática de fomento à Ciência e Tecnologia da Amazônia. Seus objetivos eram, a saber, fomentar projetos que induzissem à formação de redes temáticas de grupos de pesquisa e desenvolvimento dedicadas à investigação de temas de relevância econômica, social e estratégica para a Região Amazônica, e buscar a multidisciplinaridade, parceria institucional e tratamento integrado dos temas, visando a sua transferência e utilização adequada à promoção sustentável do desenvolvimento para a região (CNPq, 2002).

A partir de 1995 a operacionalização do PTU passou a ocorrer através da contratação, por meio de editais de projetos de pesquisa. As principais linhas de atuação eram fontes alternativas de energia e uso econômico da biodiversidade. Em 1995 e 1997 foram lançados pelo MCT/CNPq Editais Temáticos, que selecionaram para financiamento, respectivamente, doze (12) e dezoito (18) projetos de pesquisa, envolvendo um aporte de recursos de R\$ 6 milhões para a Amazônia Legal. Em 2000 foi lançado o último edital do PTU baseado nos mesmos temas, resultando na seleção de onze (11) projetos, cujo foco principal era a exploração econômica, e seis (6) projetos de pesquisa para fontes novas e renováveis de energia, envolvendo um aporte total de recursos de R\$ 1,7 milhões para a região (CNPq, 2002).

#### 4.4.5. Programa Integrado de Biomassa – PIB

Iniciado em 1998, este programa tem o objetivo de estudar o aproveitamento do capim-elefante para diversos usos, inclusive para a geração de energia elétrica. Para tanto, foi dividido em sete subprojetos:

- Otimização do plantio de gramíneas de alto porte
- Plantio com interação bacteriana
- Extração de proteínas do caldo das gramíneas
- Queima direta de gramíneas (colheita, secagem, transporte e combustão)
- Processo de carvoejamento de gramíneas
- Processo de gaseificação de gramíneas
- Estudos de pré-viabilidade econômica

A coordenação ficou a cargo do Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo – IPT, que convidou outros institutos de pesquisa para desenvolverem projetos paralelos com esta gramínea. O próprio IPT atua também nos estudos de pré-viabilidade e o Instituto de Zootecnia de Nova Odessa foi convidado para otimizar o plantio e fornecer matéria-prima para os outros grupos. A Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA – RJ, ficou responsável pelo estudo do plantio com interação bacteriana para fixação do nitrogênio do ar, visando reduzir o uso de fertilizantes nitrogenados. A Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP, através das Redes Cooperativas de Pesquisa – RECOPE, está financiando o projeto (Fernandes & Sánchez, 2000).

Além destes, foram convidadas equipes da Faculdade de Engenharia Mecânica - FEM e da Faculdade de Engenharia Agrícola - FEAGRI da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. À primeira coube a responsabilidade sobre a gaseificação da gramínea, enquanto a segunda estuda a queima direta e carvoejamento da gramínea e o desenvolvimento de uma máquina colhedora específica para capim.

#### *4.4.6. Programa Pré-eletrificação Rural Utilizando Sistemas Fotovoltaicos em Minas Gerais*

Desde 1998, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG vem implantando este programa baseado nos resultados positivos de 140 sistemas fotovoltaicos experimentais e demonstrativos instalados em 30 municípios, totalizando 45 kWp. Este é composto por três subprogramas: Programa de Treinamento em Energia Solar Fotovoltaica; Projeto Eletrificação de Escolas e Centros Comunitários Rurais Utilizando Sistemas Fotovoltaicos; e o Projeto de Pré-eletrificação de Residências Rurais com Sistemas Fotovoltaicos (Ribeiro et al, 1999). O primeiro visava o treinamento de eletricitistas e engenheiros da CEMIG, para a instalação dos sistemas, e das prefeituras beneficiadas pelo projeto, responsáveis pela manutenção dos mesmos.

O segundo subprograma previa a eletrificação de prédios comunitários (postos de saúde, creches, igrejas, centros comunitários, etc.) e de 1.865 escolas rurais em vários municípios do Estado de Minas Gerais, beneficiadas com iluminação, equipamentos de tele-educação e água potável. Os recursos deste projeto eram provenientes da CEMIG, do governo estadual (Secretaria de Minas e Energia, Secretaria do Planejamento e Secretaria da Educação) e do MME (através do PRODEEM), em parceria com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL, Companhias de Saneamento de Minas Gerais e Prefeituras Municipais. Até agosto de 1999, foram eletrificadas 90 escolas rurais, em 26 municípios das regiões Norte e Leste do estado (Ribeiro et al, 1999).

O terceiro subprograma pretendia instalar cerca de 5.000 sistemas fotovoltaicos em residências rurais com baixo potencial de consumo de energia. Em sua primeira fase, estava sendo executado o projeto piloto, o qual eletrificaria 450 residências rurais em comunidades de municípios dentro de 3 áreas-pólos das regiões Norte e Leste do estado. Neste programa, os recursos eram oriundos da CEMIG, responsável por 64% dos custos totais; e das Prefeituras Municipais, responsáveis pelos 36% restantes. Os consumidores arcam com taxas suficientes para a reposição das baterias (Ribeiro et al, 1999).

#### *4.4.7. Programa de Difusão do Biogás na Paraíba*

Em 1980, o Laboratório de Biomassa da Universidade Federal da Paraíba realizou uma parceria com a Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural – EMATER/PB envolvendo

técnicos, instituições de pesquisa, bancos e indústrias para a difusão da tecnologia do biogás a partir do aproveitamento de esterco bovino e outros tipos de materiais orgânicos. Ao todo, foram construídos cerca de 200 biodigestores em estabelecimentos rurais para atender o suprimento das demandas energéticas do setor agropecuário (força motriz, geração, aquecimento e aproveitamento do biofertilizante) e doméstico (cocção, iluminação, refrigeração) (Oliveira et al, 1999).

No âmbito geral, a entrada da tecnologia do biogás não causou alterações no cenário energético rural da Paraíba, mantendo a lenha como principal energético no consumo domiciliar, seguido do carvão vegetal. Segundo Oliveira et al (1999) a desativação do programa estava intimamente relacionada à falta de assistência técnica necessária. De acordo com uma pesquisa feita com os beneficiários do programa, cerca de 75% dos entrevistados (num total de 76 propriedades rurais) afirmaram ter desistido da tecnologia em função dos inúmeros problemas técnicos ocorridos e não solucionados.

#### *4.4.8. Projeto WBP/SIGAME (Brazilian Wood BIG-GT Demonstration Project/Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira para Produção de Eletricidade)*

Criado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT em 1991, este projeto visava a geração de energia elétrica a partir da gaseificação do carvão de madeira. Ele compreendia a instalação e operação de uma unidade industrial no Município de Mucuripe, no Estado da Bahia, com capacidade de fornecimento de 32 MW, através da adoção da tecnologia BIG-GT.

Todo o projeto envolvia cinco fases: os Estudos Iniciais Básicos (de julho/91 a março/92), a Implantação da Usina de Demonstração (de abril/92 a outubro/97), o Desenvolvimento de Equipamentos, Engenharia Básica e Infra-estrutura Institucional (de novembro/97 à dezembro/2002), a Operação em Regime de Demonstração (de janeiro/02 a dezembro/05) e a Operação Comercial (de abril/06 em diante) (Carpentieri, 2000).

A responsabilidade pela implantação da planta de demonstração ficava a cargo do consórcio SER – Sistemas de Energia Renovável, formado pela ELETROBRÁS e pela CHESF.

Esta planta foi concebida como um módulo de futuras unidades comerciais, cuja potência deveria situar-se entre 60 MW e 100 MW.

#### *4.4.9. Os Projetos Desenvolvidos no Brasil*

No âmbito dos programas mencionados e como iniciativa de alguns órgãos e instituições, foram desenvolvidos muitos projetos para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas. A seguir apresenta-se o levantamento e detalhamento de algumas experiências realizadas em localidades eletricamente isoladas no território nacional (localidades afastadas das linhas de transmissão, reservas ambientais, ilhas, etc.).

#### COMUNIDADE DO VARADOURO – SP

A comunidade do Varadouro está localizada no Município de Cananéia, litoral sul do Estado de São Paulo. A região é chamada de Complexo Estuarino-Lagunar e apresenta-se de grande importância estratégica para a manutenção e reprodução de muitas espécies animais e vegetais que habitam o Atlântico Sul. Apesar de localizada no continente, seu acesso só é possível por meio de barco, a partir do bairro do Ariri, e depois por um caminho de 6 km através da restinga (Fedrizzi & Serpa, 1999).

As famílias vivem da atividade extrativista e da agricultura de subsistência e são atendidas por um sistema fotovoltaico que fornece energia para iluminação e bombeamento d'água. Este sistema foi introduzido em 1995 pela parceria CEPAM-IEE (Fundação Prefeito Faria Lima – CEPAM – Centro de Estudos e Pesquisas de Administração Municipal; IEE – Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo), no âmbito do Projeto de Planejamento Local e com o apoio da prefeitura daquele município, sendo financiado por dotações obtidas junto à cooperação espanhola Ayuntamiento de Logroño e ERA-AEDENAT (Asociación Española de Defensa de la Naturaleza) (Fedrizzi & Serpa, 1999).

Essa ação resultou na energização de 13 residências, escolas rurais e na organização de duas associações de moradores, sendo estes responsáveis pelo gerenciamento e manutenção dos sistemas de forma a garantir a sustentabilidade do projeto.

### PROJETO PARACATU - MG

A CEMIG juntamente com a FUNDAPAR – Fundação de Apoio à Pesquisa Agropecuária, Desenvolvimento e Treinamento de Mão-de-obra de Paracatu, iniciou um projeto em 1996 para avaliar o funcionamento de um motor à Diesel convencional utilizando óleo vegetal aditivado como combustível. Para tanto, foi instalado um grupo motobomba a ser empregado no bombeamento d'água e geração de energia elétrica na área de irrigação de Entre-Rios, Município de Paracatu – MG (Garcia et al, 1997). Os recursos para a aquisição de equipamentos, materiais e implantação do projeto foram providos pelo Ministério da Agricultura e pela Fundação Banco do Brasil.

O óleo vegetal utilizado foi o óleo de mamona e o aditivo foi desenvolvido pela Companhia Schur da Alemanha, sendo misturado ao óleo de mamona na proporção de 0,1% do volume. Já foram feitos alguns testes com o motor, onde se pôde verificar um consumo de óleo vegetal 10% superior ao de óleo Diesel (Garcia et al, 1997).

### ELETRIFICAÇÃO FOTOVOLTAICA NA COMUNIDADE DE BOA SORTE – MS

A comunidade de Boa Sorte situa-se no Município de Correguinho – Mato Grosso do Sul. O projeto foi financiado pelo PRODEEM, constituindo-se no primeiro projeto-pólo do programa.

Com potência de 2,1 kWp, o sistema foi concebido para fornecer energia para iluminação, rádio-comunicação, bombeamento de água e refrigeração das vacinas da comunidade. Para tanto, foram necessários 44 módulos fotovoltaicos da Siemens (48 Wp), 6 reguladores de tensão (4 ASC 12/16E e 2 ASC 12/8E), 1 refrigerador para vacinas de 94 l, 1 bomba d'água para 10.000 l/d, 1 inversor de 600 W 12 Vcc/127 Vac e 2 postes de iluminação pública (CRESESB, 2000 a). A Figura 4.2 mostra os módulos instalados.

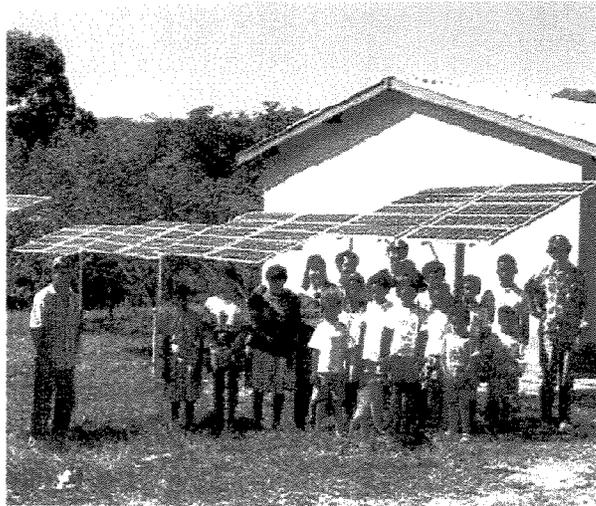


Figura 4. 2: Sistema fotovoltaico de Boa Sorte.

Fonte: CRESESB, 2000 a.

#### PROJETO GASEIFICAÇÃO DE GRAMÍNEA – SP

Este estudo faz parte do PIB, mencionado anteriormente, e tem o objetivo de analisar a utilização da gaseificação do capim-elefante para a geração de energia elétrica. Para tanto, um gaseificador de leito fluidizado de 400 mm de diâmetro interno e altura total de 4.600 mm foi projetado e construído pelo Laboratório de Combustíveis e Combustão, do Departamento de Engenharia Térmica e de Fluidos da FEM/UNICAMP. A alimentação do capim-elefante no gaseificador é realizada a taxa de 100 kg/h, através de silos desenvolvidos especialmente para cargas compostas por biomassas fibrosas, como a gramínea, em função da dificuldade de escoamento associado à sua compactação (Fernandes & Sánchez, 2000).

O equipamento, apresentado na Figura 4.3, foi testado e indicou o surgimento de alguns problemas construtivos, que já vem sendo analisados para promover a sua adequação. Com os dados do projeto, foi dimensionado um grupo-gerador Diesel para operar em regime híbrido, com 70% de gás de biomassa e 30% de óleo Diesel (Fernandes & Sánchez, 2000).

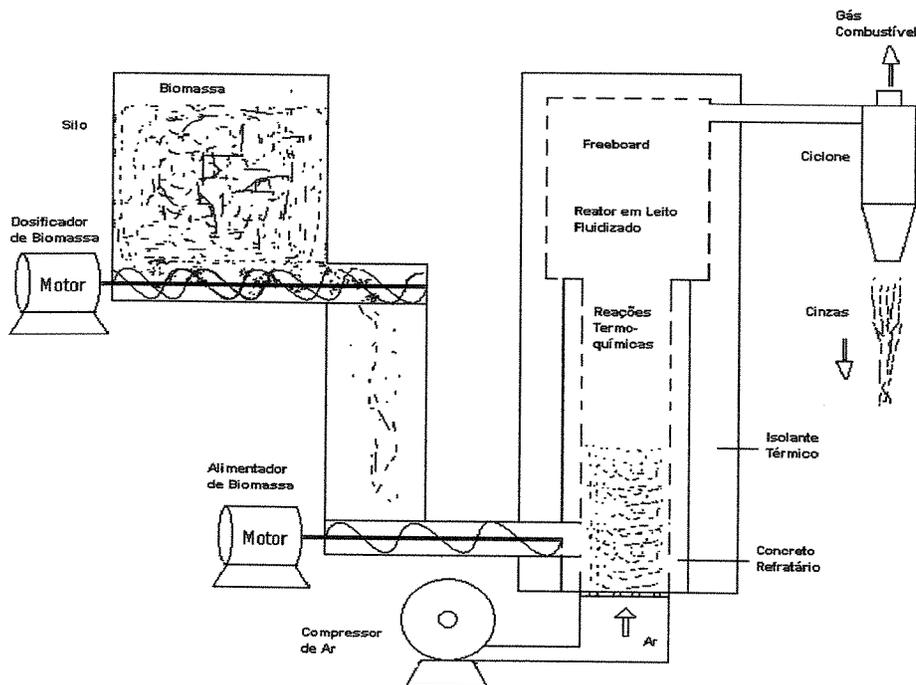


Figura 4. 3: Gaseificador de capim-elefante.

Fonte: Fernandes & Sánchez, 2000.

#### SISTEMA DE ELETRIFICAÇÃO COMUNITÁRIA NO CEARÁ - CE

Este projeto fez parte da primeira fase do acordo firmado entre o National Renewable Energy Laboratory - NREL (do Departamento de Energia dos Estados Unidos), CEPEL e Companhia Energética do Ceará - COELCE. Foram instalados sistemas fotovoltaicos em várias localidades do interior do Ceará para atender as comunidades com energia para iluminação pública e escolas.

O sistema consistiu em 1 módulo fotovoltaico da Siemens (53 Wp), 1 bateria (105 Ah/12V), 20W em lâmpadas fluorescentes, saída de 12V para alimentação de rádio, toca fitas, etc., caixa para proteção da bateria e do controlador de carga (CRESESB, 2000 a).

O primeiro sistema foi instalado no Município de Cordeiros em dezembro de 1992 e vem operando nestes últimos anos de forma contínua. Após este, 14 vilas foram beneficiadas com

fornecimento de energia elétrica em escolas, iluminação pública e residências, totalizando cerca de 30 kWp de potência solar instalada (CRESESB, 2000 a). A Tabela 4.3 mostra as localidades beneficiadas e o número de sistemas instalados no Ceará.

Tabela 4. 3: Localidades beneficiadas e sistemas fotovoltaicos instalados.

Localidade		Número de Sistemas		
Vila	Município	Escolas	Iluminação Pública	Residências
Baixo Grande	Alto Santo	1	4	55
Alto Grande	Apuiarés	1	4	12
Lagoa das Pedras	Apuiarés	1	4	42
Bonitinho	Canindé	1	4	73
São Serafim	Canindé	1	4	65
Riacho das Pedras	General Sampaio	1	4	7
Cajazeiras	General Sampaio	1	4	10
São Tomé	Itapipoca	1	4	35
Lagoa da Cruz	Itapipoca	1	4	62
Bastiões	Itapipoca	1	4	33
Irapuá	Pentecoste	1	7	26
Cacimbas	Pentecoste	1	1	11
Lagoa do Feijão	Quixadá	1	4	32
Cordeiros	São Gonçalo do Amarante	1	4	29
TOTAL		14	56	492

Fonte: CRESESB, 2000 a.

#### AEROGERADOR DA ILHA DE FERNANDO DE NORONHA - PE

A eletricidade consumida na Ilha de Fernando de Noronha era produzida exclusivamente por geração térmica a partir de óleo Diesel. Em 1992, foi instalada uma turbina eólica de grande porte, a primeira em operação comercial na América do Sul, através do convênio da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE com o Folkcenter – entidade dinamarquesa - e o Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE. O sistema, apresentado na Figura 4.4, possui uma potência de 75 kW e está fixado numa torre de 23 m de altura, com hélices de 17m de diâmetro (CRESESB, 2000 b).

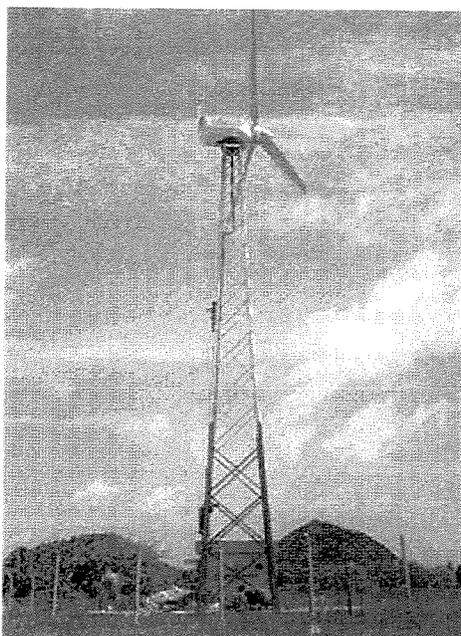


Figura 4. 4: Aerogerador instalado na Ilha de Fernando de Noronha.

Fonte: CRESESB, 2000 b.

A implantação do equipamento previa uma economia de cerca de 10% do óleo Diesel consumido na geração elétrica. Entre 1992 e 1995 a energia acumulada produzida foi de 152.926 kWh, resultado tão satisfatório que estimulou a CELPE a instalar outro aerogerador na ilha. O projeto da segunda turbina foi realizado pelo CBEE, com a colaboração do RISØ *National Laboratory* da Dinamarca, e financiado pela ANEEL. A Figura 4.5 mostra o segundo aerogerador

que entrou em operação em 2001 e possui uma potência de 225 kW. Atualmente, as duas turbinas suprem 25% da energia elétrica consumida na ilha (ANEEL, 2002 a).



Figura 4. 5: Segundo aerogerador instalado na Ilha de Fernando de Noronha.

Fonte: ANEEL, 2002 a.

PROJETO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UM BIODIGESTOR PARA GERAR ENERGIA ELÉTRICA NA  
COMUNIDADE RURAL DO SAGRADO CORAÇÃO DE JESUS, MUNICÍPIO DE CASTANHO - AM.

O objetivo inicial do projeto, que fez parte do Programa Trópico Úmido - PTU (MCT/CNPq), era atender com energia elétrica toda a comunidade rural através do uso de grupo gerador abastecido de biogás, gerado por um biodigestor. Entretanto, as articulações políticas fizeram com que a rede elétrica chegasse antes do término do projeto, ficando este restrito ao fornecimento de energia elétrica ao centro social da comunidade. Estava sendo utilizado um biodigestor de cúpula móvel, volume interno de 50 m<sup>3</sup>, carregamento diário de cerca de 250 kg de esterco animal e com capacidade de produção de 10 m<sup>3</sup> de biogás diários.

Em 1999 o projeto encontrava-se em fase de carregamento do biodigestor (primeira carga) de uma mistura de água e esterco bovino (50% cada), sendo este último insumo obtido em

criação de gado confinado da própria região.

#### PROJETO DE PEQUENAS CENTRAIS TÉRMICAS À LENHA – AM

Este programa foi um dos principais projetos da Companhia Energética do Amazonas – CEAM - de uso da lenha para a produção de vapor e energia elétrica, através do qual pretendia-se substituir as usinas térmicas a óleo Diesel. De acordo com os estudos de viabilidade, realizados entre 1985 e 1987, seria utilizada a lenha proveniente do manejo florestal da Mata Amazônica com períodos de rotatividade dos cortes de 15 anos. Esta foi uma das principais críticas recebidas pelo projeto, principalmente por ambientalistas que alegavam ser o tempo de regeneração natural da floresta bastante superior ao previsto pela CEAM (Souza & Souza, 1999).

O projeto foi interrompido após a aquisição dos equipamentos para a implantação de uma unidade de 12 MW a ser instalada no Município de Manacapuru – AM, estando até hoje abandonado e os equipamentos, degradados pela ação do tempo (Souza & Souza, 1999).

#### USINAS EÓLICAS DE PRAINHA E TAÍBA – CE

A Wobben Windpower, subsidiária da Enercon, fabricante alemã de aerogeradores, e a COELCE foram responsáveis pela instalação destes dois parques eólicos no Ceará, considerados até o momento os maiores da América Latina. A primeira usina foi inaugurada em janeiro de 1999, na Praia de Taíba, Município de São Gonçalo do Amarante. Contava com 10 turbinas totalizando uma potência instalada de 5 MW e fornecendo energia elétrica para a COELCE no sistema interligado (CRESESB, 2000 b).

Em abril de 1999 foi inaugurada a Usina Eólica de Prainha, no Município de Aquiraz, com capacidade instalada de 10 MW, suficiente para fornecer energia elétrica para uma cidade de aproximadamente 100 mil habitantes. Ao todo eram 20 aerogeradores, capazes de gerar até 500 kW cada. As Figuras 4.6 e 4.7 mostram as usinas eólicas do Ceará. Uma característica interessante das duas usinas é que ambas foram instaladas sobre dunas, sendo a primeira experiência mundial no tipo especial de fundação para sustentação das turbinas.



Figura 4. 6: Usina eólica de Prainha.

Fonte: CRESESB, 2000 b.



Figura 4. 7: Usina eólica de Taíba.

Fonte: CRESESB, 2000 b.

COMUNIDADE TRAVESSA C / JOÃO COELHO – PA

A comunidade Travessa C/ João Coelho está localizada em Santo Antônio do Tauá, região nordeste do Estado do Pará. É composta de aproximadamente 50 famílias, com média de 6

peessoas/família, que vivem da pesca, agricultura de subsistência e comércio local. Alguns trabalham como funcionários nas escolas e no posto de saúde. Atualmente a comunidade é atendida por um sistema de energia alternativo, instalado em 1995 dentro do PTU (MCT/CNPq) (Arruda Filho, 1999).

O sistema fotovoltaico, apresentado na Tabela 4.4, atende duas escolas, dois poços de água, um centro comunitário, uma igreja, dez postos de iluminação pública (Figura 4.8), um posto de saúde e kits individuais com uma luminária e um rádio AM/FM. O terceiro poço d'água utiliza um sistema de bombeamento por cata-vento localizado entre a escola e o centro comunitário (Arruda Filho, 1999).

Tabela 4. 4: Sistema fotovoltaico da comunidade Travessa C / João Coelho.

Equipamento	Característica	Tempo de Funcionamento (h)	Quantidade
Painel Solar 1	10 W	8	45
Painel Solar 2	70 W	8	29
Painel Solar 3	36 W	8	10
Controlador de Carga 1	5 A	24	10
Controlador de Carga 2	25 A	24	4
Inversor de Potência	800 W	4	4
Bateria 1	55 A	24	10
Bateria 2	150 A	24	22

Fonte: Arruda Filho, 1999.



Figura 4. 8: Iluminação pública – Centro Comunitário.

Fonte: ETFPA, 2000.

Até 1999 o sistema de uma das escolas encontrava-se interrompido em função da queda de um raio, que inutilizou a bateria e o inversor. O restante do sistema estava operando normalmente (Arruda Filho, 1999).

#### VILA BOA ESPERANÇA – PA

Neste projeto está sendo fornecida energia elétrica à comunidade de Vila Boa Esperança, Município de Mojú, Estado do Pará, a partir de motogeradores utilizando óleo de dendê. A comunidade atendida vive basicamente da agricultura e do extrativismo, sendo composta por cerca de 1.000 pessoas. Não dispõe de posto de saúde, hospital, estação de tratamento de água ou área de lazer.

Inicialmente, o fornecimento do óleo era realizado através de um contrato com a Indústria Agropalma, a maior indústria de beneficiamento de óleo de dendê do país, enquanto a plantação da palma ainda estava em fase de desenvolvimento. Depois de três anos, iniciou-se a extração de óleo, diretamente dos 15 hectares de plantação, e extinguiu-se o contrato com a Agropalma. O óleo extraído é alimentado *in natura* em um motor gerador alemão com capacidade de 100 kW, para operar 6 horas/dia. A maior parte da energia é fornecida à comunidade, sendo o restante

utilizado no motor de 30 kW que mantém a usina de extração do óleo em operação.

#### COMUNIDADE CÉU DO MAPIÁ – AC

A comunidade de Céu do Mapiá está situada no interior da Floresta Amazônica, na ribeira do Rio Mapiá, a dois dias de viagem em canoa da cidade mais próxima, Boca do Acre. Possui cerca de 600 habitantes, distribuídos entre 70 famílias, e estavam desenvolvendo uma experiência pioneira que tentava demonstrar a possibilidade de viver em plena harmonia com a floresta, preservando-a da devastação (CRESESB, 2000 a).

O projeto consistiu na energização com sistemas fotovoltaicos de 6 locais públicos e 35 residências em 1992, totalizando uma potência de 1.968 Wp distribuídos em um posto de saúde (6 módulos de 48 Wp, 1 regulador de tensão, 1 bateria 280 Ah, 4 lâmpadas fluorescentes de 20W); casa de costura, restaurante comunitário e 35 residências individuais (todas compostas por 1 módulo de 48Wp, 1 regulador de tensão, 1 bateria 130 Ah, 3 lâmpadas fluorescentes de 20W) (CRESESB, 2000 a). A Figura 4.9 mostra o sistema instalado em uma das residências da comunidade.

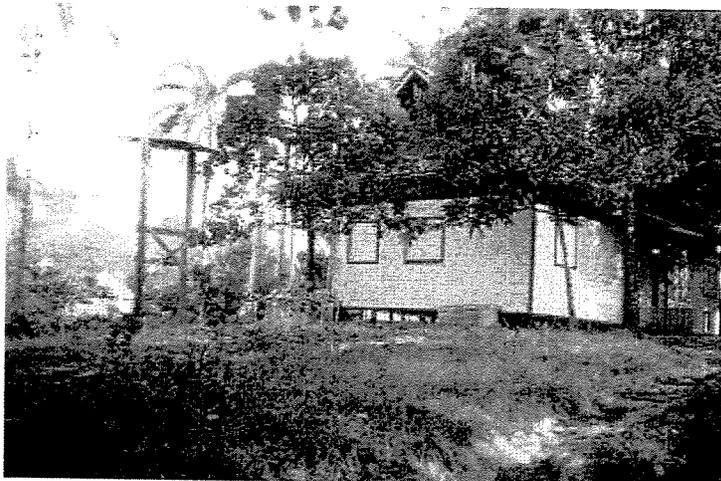


Figura 4. 9: Sistema fotovoltaico da comunidade em Céu do Mapiá.

Fonte: CRESESB, 2000 a.

O Instituto de Promoção e Apoio ao Desenvolvimento - IPADE e a Agência Espanhola de Cooperação Internacional - AECI financiaram o projeto. A instalação foi realizada sob a responsabilidade da Sociedade de Especialistas em Desenvolvimento – SEDDES e pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid – IES/UPM (CRESESB, 2000 a).

#### **4.5. Considerações Finais**

A utilização de fontes renováveis alternativas para a geração de energia elétrica esbarra em alguns pontos que precisam ser analisados. O primeiro se refere ao custo de geração. As tecnologias de conversão apresentadas encontram-se atualmente em estágio comercial, como é o caso da energia eólica e da solar fotovoltaica, e em estágio de desenvolvimento, como no caso das biomassas. Esta condição acaba refletindo no custo de geração de energia elétrica, permitindo uma maior competitividade apenas da energia eólica, frente às demais, com as fontes convencionais. Assim, o elevado custo de geração de energia elétrica a partir das demais fontes ainda as mantém pouco atrativas sob o ponto de vista econômico quando se compara às fontes convencionais. Para tentar reduzir esta condição, é fundamental que seja investido cada vez mais em pesquisa e desenvolvimento, buscando não apenas se criar novas tecnologias como aperfeiçoar as já existentes. E não se pode dizer que o Brasil não possui potencial científico ou energético para estas pesquisas, pois existem importantes centros de excelência em muitas universidades e um grande potencial energético de biomassa, energia solar e energia eólica por todo o território.

Um outro ponto diz respeito à avaliação destes custos de geração. A metodologia padrão leva em conta o custo econômico de obtenção, transporte e da tecnologia disponível para cada fonte, não incorporando nestes os custos econômicos dos impactos ambientais. Os estudos sobre os impactos ambientais da geração a partir de fontes renováveis alternativas mostram que estes são relativamente menores que os referentes à geração hidroelétrica e termoeétrica à Diesel ou gás natural, especialmente se for levado em conta a emissão de CO<sub>2</sub>, principal gás responsável pelo efeito estufa. Assim, acredita-se que a competitividade das fontes seria modificada, pelo menos em alguns casos, se fossem considerados os custos ambientais das fontes convencionais de geração de energia elétrica e as vantagens ao meio ambiente das fontes renováveis alternativas.

Enquanto isto não ocorre, observa-se que praticamente todos os projetos analisados só foram desenvolvidos graças à adoção de programas introduzidos pelo governo federal, estadual ou em parcerias destes com organismos internacionais. Além disto, na maioria dos casos, os projetos visavam o atendimento descentralizado de energia elétrica em função da própria demanda energética da comunidade a ser atendida e da capacidade de geração das tecnologias aplicadas. A exceção se refere aos parques eólicos do Estado do Ceará, maior empreendimento a partir de fontes renováveis alternativas existente no país até agora, em termos de potência instalada. O potencial energético eólico e a interligação destes parques à rede mostram a viabilidade do uso desta fonte para o suprimento do sistema interligado do setor.

Uma outra maneira de fomentar o uso de fontes renováveis alternativas na geração de energia elétrica consiste em aplicar mecanismos regulatórios específicos, definidos pelo MME como parte de uma política energética, indicados pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE e regulamentados por órgãos competentes, como por exemplo a ANEEL. Os mecanismos regulatórios nacionais e internacionais existentes atualmente para incentivar o uso de fontes renováveis alternativas são o objeto do próximo capítulo.

## Capítulo 5

### **Mecanismos Regulatórios de Promoção do Uso de Fontes Renováveis Alternativas de Energia**

A experiência vivida por muitos países aponta a necessidade de meios de incentivo para promover as fontes renováveis alternativas e torná-las mais competitivas com as fontes convencionais de geração de energia elétrica, buscando-se com isto obter, após este período de incentivos, a geração de energia elétrica a custos quase equivalentes e com menores impactos ambientais. Grande parte das iniciativas que vêm sendo tomadas está centrada na atividade regulatória, de responsabilidade do poder público, tendência esta que também vem sendo observada no Brasil através da atuação do Poder Legislativo Nacional e da ANEEL, esta última considerada por muitos especialistas como ainda tímida nesta área.

Para analisar a validade dos mecanismos regulatórios aplicados no Brasil e em outros países e os efetivos resultados que podem trazer para a promoção das fontes renováveis alternativas, apresenta-se aqui inicialmente uma síntese com suas respectivas características. Ao mesmo tempo, é realizada uma análise da viabilidade de aplicação destes mecanismos dentro da realidade do setor elétrico brasileiro, em especial na geração descentralizada e/ou isolada de energia elétrica. No entanto, é de extrema importância ressaltar que a partir da crise de fornecimento de energia elétrica, vivida no país em 2001, vêm sendo criados diversos mecanismos legais para adequar o modelo de reestruturação do setor elétrico nacional. Assim, o que se verifica é a promulgação de uma série de leis, decretos, resoluções, etc. que alteram outras anteriores, tornando-se necessário atualizar constantemente as determinações em vigor.

## 5.1. Mecanismos Regulatórios no Brasil

No Brasil, a alavancagem das fontes renováveis alternativas para a geração de energia elétrica é dificultada pelo baixo custo da energia de base hidráulica (hoje fortemente amortizada) e pela incorporação do gás natural à base térmica com custos interessantes relativamente àquelas. Entretanto, com a inserção de novos agentes e a criação de um ambiente competitivo no setor, emerge uma função muito pouco desenvolvida pelo Estado: a de agente regulador. Através da regulamentação de leis e decretos, a ANEEL tem atuado para definir o arcabouço regulatório do setor, apresentando inclusive algumas contribuições para promover as fontes renováveis alternativas. As regulamentações da agência quanto à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro (Resolução ANEEL nº 271/00); e algumas outras leis criadas no âmbito do Poder Legislativo Federal, como a Lei nº 10.438/02, são alguns dos exemplos de mecanismos regulatórios que vêm sendo implementados no Brasil. As características e análises destes mecanismos e de outros que estão em fase de discussão no momento são apresentadas a seguir.

### 5.1.1. *Conta de Consumo de Combustíveis - CCC*

A utilização de uma política tarifária adotada para a energia elétrica de forma equalizada, ou seja, única em todo o Brasil durante quase 20 anos, levou à necessidade de criar um subsídio financeiro, fornecido pela sociedade através do Estado, para garantir a manutenção dos sistemas térmicos, uma vez que a geração de energia elétrica nestes sistemas se apresenta relativamente mais cara que no sistema hidroelétrico. Este subsídio é a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

Quando da sua criação, através da Lei Federal nº 5.899, de 05/07/73, e da sua regulamentação pelo Decreto nº 73.102, de 07/11/73, a CCC era uma conta especial criada para atender ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis nas centrais geradoras termoelétricas pertencentes às empresas concessionárias, que distribuíssem energia

elétrica diretamente a consumidores finais, cujos sistemas elétricos estivessem, no todo ou em parte, conectados apenas ao sistema interligado Sul/Sudeste (ELETROBRÁS, 1999).

A partir das portarias do MME nº 360, de 17/03/77, e nº 254, de 17/01/82, as empresas concessionárias do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste – CCON - puderam, então, concorrer às cotas da CCC. A determinação da reserva financeira e a realização do rateio deveriam ser efetuadas com base no balanço energético entre os requisitos de geração e a disponibilidade de recursos hídricos e térmicos complementares, em termos de potência e energia, para cada empresa.

Em 1993, com a Lei nº 8.631 determinou-se que o rateio do custo do consumo de combustíveis para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados seria estendido a todos os concessionários distribuidores do país. O Decreto nº 774, de 18/03/93, regulamentou a Lei nº 8.631, definindo também o desdobramento da CCC em três subcontas distintas: CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste – CCC-S/SE/CO; CCC Norte/Nordeste – CCC-N/NE; e CCC dos sistemas isolados – CCC-ISOL. Além disso, ficou estabelecido que as cotas anuais de rateio das três CCC's e a inclusão dos custos de serviço de cada concessionária cotista seriam definidos nos Planos Anuais de Combustíveis, de responsabilidade da ELETROBRÁS (ANEEL, 2001 a).

Como se pôde perceber, os sistemas isolados do norte do país, onde boa parte da energia elétrica consumida é de origem térmica, foram os últimos a serem incluídos no rateio da CCC, o que do ponto de vista do consumidor não fazia muita diferença, uma vez que a tarifa de energia elétrica era única para todo o país. Pouca diferença havia também do ponto de vista institucional, já que todas as empresas de geração de eletricidade eram estatais e o custo mais elevado da geração térmica era repassado a toda a população na forma de dívida pública. Entretanto, com o fim da equalização tarifária, definida também na Lei nº 8.631, e a decisão pela privatização do setor elétrico, tornou-se fundamental definir uma regulamentação rigorosa para a CCC (Silva & Cavaliero, 2001).

Enquanto isto, novos agentes eram criados no setor: os produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica. A partir da Lei nº 9.074, de 07/07/95, regulamentada pelo Decreto nº 2.003, de 10/10/96, ambos ficaram sujeitos a alguns encargos como a compensação financeira aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios pelo aproveitamento dos recursos

hídricos para geração de energia elétrica; as taxas de fiscalização dos serviços de energia elétrica; e as quotas mensais da CCC nas três subcontas, segundo alguns critérios determinados (ANEEL, 2001 a).

Somente em 1998 foi que se iniciou o processo de regulamentação e a extinção gradual da CCC. Através da Lei nº 9.648, de 27/05/98, ficou determinado que as usinas termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que iniciassem sua operação a partir de 6 de fevereiro de 1998, não teriam direito aos benefícios da CCC. As usinas já em operação na mesma data dentro dos sistemas interligados deveriam atender aos seguintes prazos, regulamentados pela Resolução ANEEL nº 261, de 13/08/98 (ANEEL, 2001 a):

- entre 1998 e 2002, a sistemática de rateio continua sendo aplicada integralmente;
- no ano de 2003, haverá uma redução de 25%;
- no ano de 2004, haverá redução de 50%;
- no ano de 2005, haverá redução de 75%;
- a partir de 1º de janeiro de 2006, será extinto o benefício da CCC nos sistemas elétricos interligados.

Além disso, vale lembrar que a Lei nº 9.648 definiu um prazo de mais 15 anos da aplicação da CCC em sistemas isolados (alterada recentemente pela Lei nº 10.438/02, que estende o seu prazo até 2022) e ampliou o seu direito de uso a projetos de aproveitamento hidroelétrico e de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas, que viessem a ser implantados nestes mesmos sistemas em substituição à geração termoelétrica a partir de derivados de petróleo. Esta nova característica da CCC foi mais bem delineada através da Resolução ANEEL nº 245/99, já mencionada no Capítulo 3, na qual foram estabelecidas as condições e prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC para tais projetos. Estes empreendimentos deveriam se enquadrar como aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, mantidas as características de pequena central hidrelétrica - PCH; ou como outros empreendimentos a partir de fontes alternativas que fizessem uso de recursos naturais renováveis. Os benefícios deveriam ser pagos durante 72 meses para o primeiro empreendimento e 96 meses para o segundo (ANEEL, 2001 a), podendo ser inferior a estes prazos caso houvesse extinção da CCC ou atingissem 75% do custo de implantação.

A avaliação feita por muitos especialistas sobre esta resolução indicava que na prática apenas os empreendimentos em PCH poderiam apresentar vantagens com este benefício, uma vez que projetos com outras fontes alternativas possuíam custos de implantação mais elevados que não atingiriam o percentual de 75% dentro do prazo estipulado, mesmo com a aplicação dos benefícios estabelecidos (Walter, 2000 b). Além disto, a Lei nº 9.648 não definia a obrigatoriedade em migrar do uso de combustíveis fósseis para as fontes renováveis alternativas, fazendo com que as empresas de geração se mantivessem acomodadas ao sistema já praticado. Para dificultar ainda mais, o processo de reestruturação e a possibilidade de privatização das empresas de energia dos sistemas isolados causaram certa resistência a algumas mudanças que poderiam interferir na saúde financeira das empresas.

Assim, apesar da ANEEL ter sinalizado no sentido de propor incentivos ao incremento do uso de fontes renováveis alternativas, até o momento a resposta dos investidores não foi a desejada. Isto pode ser confirmado pelo número de empreendimentos a partir de tais fontes que obtiveram o direito aos benefícios da CCC nos sistemas isolados: apenas três PCH's, a PCH de Monte Belo, no Estado de Rondônia (em operação) e as PCH's Santa Lúcia II e Cabixi II, no Mato Grosso (autorizadas pela ANEEL).

A partir da Resolução ANEEL nº 315, de 01/10/98, o cálculo do reembolso da CCC em sistemas isolados passou a considerar o atendimento durante 24 horas diárias de todas as cargas situadas nestes sistemas. Como consequência desta medida houve uma ampliação dos horários de fornecimento de eletricidade às comunidades, as quais muitas só dispunham deste serviço por 6 ou 8 horas diárias.

Recentemente, a ANEEL publicou a Resolução nº 784, de 24/12/02, estabelecendo novas condições ao direito de uso da CCC nos sistemas isolados. Além dos empreendimentos com fontes renováveis alternativas e PCH's, a CCC também foi estendida aos demais aproveitamentos hidroelétricos, aos empreendimentos de transmissão e distribuição de energia elétrica e a outros empreendimentos que representem redução do dispêndio deste recurso, como por exemplo os sistemas de transporte de gás natural (desde que na proporção de sua utilização para fins de geração de eletricidade) (ANEEL, 2003). Este é um ponto que pode reduzir as expectativas de uso deste recurso para as fontes renováveis alternativas, já que não existe a obrigatoriedade em alterar o sistema atual de suprimento por tais fontes, como mencionado anteriormente, e não

foram estipuladas restrições quanto ao uso da CCC para cada empreendimento.

Um ponto importante que foi revisto refere-se ao valor de referência usado para o pagamento das parcelas, o qual passará a adotar o valor do investimento dos empreendimentos. Assim, nos casos de empreendimentos de geração, transmissão e distribuição serão pagas parcelas mensais que ao todo corresponderão a 75% do valor do investimento. Para os sistemas de transporte de gás natural, será aplicado o mesmo percentual, porém irá se referir apenas ao valor do investimento correspondente à proporção de sua utilização para a geração de energia elétrica. Já no caso de eficiência de centrais termoeletricas ou troca de combustíveis, o número de parcelas mensais a ser pago será estabelecido de forma a reembolsar ao empreendedor 75% do valor investido nas alterações que levarem à redução do dispêndio da CCC (ANEEL, 2003). Esta medida pode atrair os empreendedores, sinalizando uma garantia do retorno de parte do investimento durante todo o período de pagamento da CCC, um pouco diferente do estabelecido pela Resolução nº 245/99.

A metodologia de cálculo dos valores mensais concedidos mantém-se quase a mesma descrita na Resolução nº 245/99 para os empreendimentos a partir de fontes renováveis alternativas e PCH's, sendo agora utilizada também para os demais aproveitamentos hidroelétricos e os sistemas de transporte de gás natural. A novidade foi o desenvolvimento de uma metodologia para o caso de eficiência das centrais termoeletricas ou troca de combustível (ANEEL, 2003).

Uma outra alteração refere-se aos casos de indisponibilidade da geração, o qual acarretará suspensão do pagamento das parcelas quando ocorrer por período igual ou superior a 15 dias, independentemente do motivo que a tenha provocado, até que a central volte a operar. Anteriormente, este período havia sido estabelecido em 60 dias (ANEEL, 2003). Este ponto traz maiores garantias ao consumidor quanto à continuidade dos serviços de energia elétrica, já que reduz o período de indisponibilidade e o condiciona ao pagamento. Entretanto, no caso das comunidades do interior dos sistemas isolados, onde o acesso é mais restrito, este novo prazo irá exigir um esforço maior da ANEEL na fiscalização dos sistemas implantados, de forma que tal disposição seja efetivamente cumprida.

É fundamental perceber-se que, se em 2022 a situação dos sistemas isolados continuar

praticamente a mesma de hoje, não será possível eliminar o subsídio da CCC sem provocar enormes e graves conseqüências no atendimento do serviço de energia elétrica (Silva & Cavaliero, 2001). Para se ter uma idéia da importância deste subsídio para os sistemas isolados, pode-se analisar os custos de geração de algumas das 81 localidades, apresentadas na Tabela 5.1, atendidas pela CEAM no interior do estado. Em 2000, o custo médio de geração de todas as localidades sem a CCC era de cerca de R\$ 220,00/MWh e com a CCC, cerca de R\$ 170,00/MWh. Ou seja, a CCC permite uma redução de 23% do custo médio de geração (Souza, 2000).

Tabela 5. 1: Custos de geração em algumas localidades do sistema CEAM sem e com a CCC em 2000.

Agências	Geração (MWh)	Custo sem CCC (R\$/MWh)	Custo com CCC (R\$/MWh)
Campinas *	72,27	1.217,08	827,61
Itacoatiara	40.785,81	232,08	143,89
Juruá	926,25	266,97	181,54
Manacapuru	32.179,37	193,20	125,58
Parintins	30.588,32	215,13	154,89

\* Sistema híbrido fotovoltaico-diesel.

Fonte: Souza, 2000.

Assim, em se mantendo a decisão de extinguir a CCC, independentemente do ano em questão, torna-se imprescindível desenvolver mecanismos regulatórios específicos para garantir o abastecimento de energia elétrica aos sistemas isolados, de forma a não marginalizar as comunidades que dela necessitam.

### 5.1.2. Programas de Pesquisa & Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico no âmbito da ANEEL

Este programa foi criado no âmbito da Resolução ANEEL nº 261, de 03/09/99, no qual a agência estabelece, nos contratos de concessão e permissão, a obrigatoriedade da aplicação de

recursos das concessionárias de energia elétrica em ações de Combate ao Desperdício de Eletricidade e de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro. A partir da Resolução ANEEL nº 271, de 19/07/00, que nada mais é que uma revisão da Resolução ANEEL nº 261/99, as empresas de distribuição de energia elétrica deverão investir um mínimo de 0,1% da sua receita operacional anual em atividades de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D (ANEEL, 2001 a).

Uma das justificativas para a criação de uma regulamentação quanto aos investimentos em P&D está relacionada ao fato de que historicamente verificou-se uma brusca redução de investimentos e a desagregação de linhas de pesquisa em vários países onde houve a implantação de um mercado competitivo na indústria de energia (Kozloff et al, 2000). No caso do setor elétrico brasileiro, os recursos aplicados em P&D durante o período estatal eram, em grande parte, provenientes da ELETROBRÁS e das empresas estatais estaduais (CESP, CEMIG, etc.). Com as reformas e a nova estruturação do setor elétrico brasileiro, o corte de investimentos em P&D torna-se parte da estratégia das empresas concessionárias privatizadas, objetivando a redução de seus custos operacionais e a ampliação da competitividade.

As atividades de P&D incluem projetos sobre eficiência energética, energia renovável alternativa, geração de energia elétrica, meio ambiente e pesquisa estratégica, detalhadamente apresentados no Manual para Elaboração de Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro. O manual também especifica o investimento que a atividade de geração de energia elétrica deverá realizar anualmente em P&D: 0,25% da sua receita operacional anual (ANEEL, 1999 d).

Assim, verifica-se que o incentivo à geração a partir de fontes renováveis alternativas está inserido dentro de um pacote de linhas de pesquisa, o que reduz a sua oportunidade e enfraquece a sua atuação. Além disso, as empresas concessionárias elaboram programas de P&D para serem aplicados nelas mesmas e gerenciados também por elas após a aprovação dos projetos pela ANEEL e Agências Estaduais de Serviços Públicos de Energia – AE, também responsáveis pela sua fiscalização. Este é um ponto que cria dúvidas quanto aos efetivos resultados deste mecanismo, já que as pesquisas de interesse e aplicação das empresas privadas não vão necessariamente de encontro com as pesquisas de organismos como, por exemplo, o PROCEL, que tem um caráter público.

### *5.1.3. Programa de Pesquisa & Desenvolvimento no âmbito do MCT*

Através da Lei Federal nº 9.991, de 24/07/00, foi estabelecido que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o mínimo de 0,75% de sua receita anual líquida em P&D do setor elétrico e 0,25% em programas de eficiência energética no uso final. Entretanto, estes montantes serão deduzidos daquele destinado aos Programas de Conservação e Combate ao Desperdício de Energia, bem como de P&D, estabelecidos nos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica, celebrados até a data de publicação desta lei (Imprensa Nacional, 2000).

Às concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente cabe a obrigação de aplicar anualmente o mínimo de 1% de sua receita anual líquida em P&D, excluindo-se por isenção as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCH's. Quanto às concessionárias de serviços públicos de transmissão, estas ficam obrigadas a aplicar o mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em P&D (Imprensa Nacional, 2000).

Todos os recursos para P&D deverão ser distribuídos 50% para projetos desta mesma natureza estabelecidos pela ANEEL e 50% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT. Neste último caso será constituído um Comitê Gestor, no âmbito do Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, com a finalidade de definir as diretrizes gerais e o plano anual de investimentos, acompanhar a implementação das ações e avaliar anualmente os resultados alcançados na aplicação dos recursos. Este Comitê será composto por três representantes do MCT (um da Administração Central, um do CNPq e um da FINEP), um do MME, um da ANEEL, dois da comunidade científica e tecnológica e dois do setor produtivo (Imprensa Nacional, 2000).

De uma maneira geral, este fundo foi concebido com o objetivo de financiar atividades de P&D que não são adequadamente consideradas e financiadas pelo mercado competitivo. Projetos que envolvam maiores riscos, longo tempo de maturação e que atendam à coletividade e não às necessidades estratégicas das empresas privadas, tendem a ser desconsiderados por elas,

especialmente no novo contexto que se delineia para o setor elétrico brasileiro. Isto pôde ser constatado com a aplicação dos recursos regulamentada pela Resolução ANEEL nº 271/00. Em um primeiro momento ela trazia consigo a expectativa de que os recursos obtidos fossem aplicados em qualquer tipo de projeto de P&D, inclusive os chamados de interesse público. Entretanto, o que se verificou é que tais recursos estavam sendo investidos em projetos de interesse estratégico das próprias empresas concessionárias, ou seja, projetos de P&D competitivos que visavam apenas reduzir seus custos e garantir o seu lucro. Neste sentido, muitas críticas foram feitas contra este mecanismo.

No entanto, com a criação do Fundo Setorial passou-se a dividir os recursos para P&D, atendendo não apenas os interesses das empresas privadas como também o interesse público. Neste sentido, o Comitê Gestor vem trabalhando para definir quais são os projetos de interesse público como, por exemplo, a diversidade de geração de energia elétrica e as questões ambientais. Em princípio, serão consideradas quatro dimensões para caracterizar P&D de interesse público: a dimensão social, ambiental, econômica e política. É justamente nas duas primeiras dimensões que os projetos a partir de fontes renováveis alternativas poderão ser inseridos (Cavaliero & Silva, 2001 a).

Assim, a criação de um fundo representa uma iniciativa que pode surtir um resultado mais efetivo que os recursos propostos pela Resolução ANEEL nº 271/00 quanto à promoção de fontes renováveis alternativas. Apesar de ainda continuar fazendo parte de um pacote de pesquisas, o fundo permite que um Comitê analise as propostas de projetos em P&D que poderão ser desenvolvidos em qualquer parte do país e por qualquer concessionária, mesmo aquelas que estejam isentas do recolhimento dos recursos (concessionárias de geração que utilizem exclusivamente fontes renováveis alternativas). Além disso, o Art. 5º da Lei nº 9.991/00 determina que no mínimo 30% dos recursos deverão ser destinados a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das superintendências regionais, o que torna maior a chance de que mais projetos sejam desenvolvidos visando o atendimento dos sistemas isolados e, ao mesmo tempo, reduzam os impactos ambientais em áreas especiais, como por exemplo a Região Amazônica, preocupação de muitas instituições de pesquisas ligadas ao setor elétrico destas regiões (Cavaliero & Silva, 2001 a). Neste sentido, foi criada a Rede Norte de Energia objetivando

justamente facilitar o intercâmbio de instituições e pesquisadores para o desenvolvimento de programas e projetos na área de energia na Região Amazônica em consonância com as políticas setoriais vigentes. Com isto pretende-se não apenas disponibilizar informações na área de energia mas, principalmente, promover a transferência de tecnologia entre as instituições e a capacitação e fixação de recursos humanos na região (Rede Norte de Energia, 2002).

#### *5.1.4. Projeto de Lei 2.905/00*

De autoria do Deputado Federal José Carlos Aleluia, este projeto de lei apresentava, entre outros pontos, alguns mecanismos para fomentar o uso de fontes renováveis alternativas de energia, como PCH's, energia eólica, energia solar e biomassa, na geração de energia elétrica no Brasil. Entre estes, destacava-se a redução não inferior a 50% das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, a ser estipulada pela ANEEL, a empreendimentos a partir de fontes eólica, solar e biomassa; e a proposição de utilizar os recursos da Reserva Global de Reversão – RGR para algumas atividades, entre elas o financiamento de projetos com fontes alternativas de energia (Haddad, 2000).

Apesar de não existir uma referência específica destes mecanismos para os sistemas isolados, entendia-se que as comunidades de tais sistemas constituíam evidentes nichos de mercado para tais fontes, principalmente quando se levava em conta o alto custo da geração térmica e o aspecto ambiental que envolvia a Região Norte. Entretanto, existiam algumas particularidades que tornavam estes mercados muito especiais, não havendo razão para se imaginar que os tradicionais mecanismos de mercado viessem a ser eficazes e suficientes para desenvolver suas efetivas potencialidades (Walter et al, 2000).

Um dos pontos do substitutivo de grande impacto foi a obrigatoriedade das empresas concessionárias de distribuição e dos agentes comercializadores comprarem, por prazo não inferior a dez anos, toda a energia a ser produzida a partir de fontes renováveis alternativas até que estas atendessem, em um prazo de vinte anos, a 10% dos seus mercados de fornecimento (Sauer, 2000). A tarifa de compra da eletricidade produzida a partir de tais fontes deveria ser fixada como um valor proporcional ao Valor de Referência – VR da geração elétrica no país, entendendo-se este como o custo médio de geração de novos empreendimentos de geração

hidráulica com potência superior a 30 MW e usinas termelétricas a gás natural. Como resultado, as tarifas seriam próximas aos valores normativos – VN's <sup>5</sup> fixados pela ANEEL na Resolução nº 233/99 e posteriormente atualizados na Resolução nº 022/01 (ANEEL, 2001 a). A Tabela 5.2 mostra os VN's adotados em cada resolução.

Tabela 5. 2: Valores normativos adotados pela ANEEL.

Fontes	Resolução 233/99		Resolução 022/01	
	RS/MWh	US\$/MWh*	RS/MWh	US\$/MWh
Competitiva	57,20	29,01	72,35	36,85
Termoelétrica à carvão nacional	61,80	31,34	74,86	38,13
Pequena central hidroelétrica	71,30	36,16	79,29	40,39
Termoelétrica à biomassa	80,80	40,97	89,86	45,77
Eólica	100,90	51,17	112,21	57,15
Solar fotovoltaica	237,50	120,44	264,12	134,53

\* Cotação em 01/02/2001, quando foi revogada pela Resolução ANEEL nº 022/01: 1 US\$ = R\$ 1,972.

Fonte: ANEEL, 2001 a ; ANEEL, 2001 b.

O que se percebeu foi que este mecanismo poderia estimular o surgimento de produtores independentes de energia, que no sistema interligado poderiam procurar os melhores potenciais de geração a partir de fontes renováveis alternativas para implantar em seus sistemas. Entretanto, no caso particular das comunidades isoladas da Região Norte, as alternativas de fontes renováveis são limitadas e os custos locais em geral mais elevados. Considerando que as tarifas de compra seriam norteadas pelos VN's, que de acordo com muitos especialistas são baixos inclusive para o nível tecnológico e para a escala de produção dos fabricantes das tecnologias de conversão em vários países europeus, dificultava-se a aplicação deste mecanismo nestas localidades (Walter, 2000 b). Para agravar ainda mais a situação, foi publicada a Resolução ANEEL nº 248, de 06/05/02, que regulamentava o novo valor normativo adotado oficialmente a partir da Lei Federal nº 10.438, de 26/04/02, esta comentada adiante.

<sup>5</sup> Corresponde ao valor limite que as concessionárias podem pagar pela energia gerada por determinadas tecnologias e que pode ser repassado para a tarifa de energia elétrica. Os preços de compra até 5% acima dos respectivos VN's podem ser repassados integralmente à tarifa do consumidor final (ANEEL, 2001 a).

A proposta de sub-emenda substitutiva deste projeto de lei, do Deputado Federal Moreira Ferreira, sugeria a criação de Certificados de Energia Verde – CEV, referentes à toda geração disponível no mercado proveniente de fontes renováveis alternativas. Tais certificados seriam emitidos pela ANEEL e oferecidos opcionalmente aos consumidores finais no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE, podendo ser utilizados nas normas comerciais de certificação de produtos industriais que requeressem a utilização de insumos não agressivos ao meio ambiente (Sauer, 2000).

Em se tratando do aumento da participação da geração térmica a partir de combustíveis fósseis através do Programa Prioritário de Termelétricas, ora em vigor, uma alternativa interessante a este mecanismo seria condicionar a instalação de empreendimentos a partir de tais combustíveis à aquisição de um certo percentual de energia do projeto em CEV e/ou a própria geração deste percentual a partir das fontes renováveis alternativas. Isto poderia ter um resultado positivo nos sistemas isolados, predominantemente termoeletrônicos.

Em função da grande quantidade de projetos a serem votados pelo Congresso Nacional, este projeto de lei permaneceu aguardando para ser colocado em pauta. Entretanto, com a crise do fornecimento de energia elétrica em 2001 surgiram muitas discussões sobre o modelo de reestruturação adotado para o setor elétrico nacional a ponto da Câmara de Gestão da Crise divulgar em 2002 um Plano de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. De acordo com este plano, uma das medidas de implementação imediata consiste na modificação do sistema de financiamento dos programas de fontes alternativas de energia. O novo sistema de financiamento foi regulamentado pela Lei nº 10.438/02, recentemente aprovada, e que dispõe, entre outros temas, sobre o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica. Esta lei será analisada adiante.

#### *5.1.5. Universalização dos Serviços de Energia Elétrica*

A ANEEL disponibilizou a minuta AP 006/00 do ato regulamentar que visava estabelecer as responsabilidades da concessionária e permissionária quanto à universalização da prestação do serviço público de energia elétrica, submetido à Audiência Pública no dia 26 de outubro de 2000 (ANEEL, 2001 a). Esta enfatizava a responsabilidade dos mesmos com relação à execução de

obras e serviços necessários à ligação ou ao aumento de carga de unidades, localizados em suas respectivas áreas urbanas e rurais de atuação, sem nenhuma participação financeira por parte do consumidor.

Em realidade, o tratamento da universalização já está previsto nos contratos de concessão assinados pelas empresas privadas, sendo considerada novidade em tal minuta o prazo estipulado de 5 anos para atingi-la.

O Art. 3º definia claramente o grau de responsabilidade das concessionárias quanto à universalização dos serviços em suas áreas de atuação:

*“O concessionário será o responsável, até o ponto de entrega, pela execução das obras e serviços necessários à ligação, ou aumento de carga, de unidades localizadas em áreas urbanas e rurais, sem ônus para o consumidor.”*(ANEEL, 2000 c).

Este último ponto certamente deve ter sido alvo de muitas discussões entre a ANEEL e as concessionárias, haja vista que o não repasse de parte dos custos com a expansão do atendimento, contrário ao que atualmente é praticado, afetaria o equilíbrio econômico-financeiro da concessão nos casos em que o número de habitantes não atendidos for elevado. Dentre as atribuições da ANEEL está a tarefa de garantir que tal equilíbrio seja mantido e, para isto, a agência desenvolveu os mecanismos de reajustes e revisões tarifárias. Ambos estão previstos nos contratos de concessão, sendo que o reajuste tem o objetivo de recuperar a variação dos riscos não gerenciáveis, tais como a RGR e CCC, mediante a aplicação de um índice inflacionário ou um aumento de custo à tarifa vigente. Assim, no caso do atendimento às comunidades dos sistemas isolados, a universalização afetará diretamente todas as empresas concessionárias do país, uma vez que a geração e distribuição nestes sistemas são mantidas de forma descentralizada, por razões técnicas e econômicas, e subsidiadas pela CCC. Em se tratando de uma despesa considerada não gerenciável, ela é incluída na sua totalidade na base da tarifa paga pelo consumidor, representando sim um ônus a este.

Já a revisão tarifária apresenta-se sob duas formas: a periódica e a atípica. A revisão periódica é obrigatória dentro do período estipulado no contrato, havendo uma tendência à periodicidade de 5 anos. A revisão atípica é requerida a qualquer momento pela empresa à ANEEL, sendo aprovada mediante a comprovação dos impactos da variação significativa de

encargos de tributos, como por exemplo a variação do COFINS. Em ambos os casos, são realizados a análise e o cálculo de todos os elementos que compõem a tarifa, não se prendendo à tarifa vigente, de forma a definir um novo equilíbrio econômico-financeiro. Dentre estes elementos incluem-se os ganhos de produtividade, decorrentes principalmente das modificações tecnológicas, e as metas de melhorias técnicas para o atendimento aos consumidores, relacionadas com a universalização e melhoria da qualidade. Assim, as empresas concessionárias estão amparadas pela regulamentação vigente, tanto no reajuste quanto na revisão tarifárias, à repassar os custos com a expansão do atendimento às tarifas, havendo desta forma ônus ao consumidor.

De acordo com o Art.5º da minuta:

*“O concessionário deverá entregar à ANEEL no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, a contar da publicação desta Resolução, um Plano de Universalização do Atendimento Rural, a ser implementado durante os próximos cinco anos, contemplando em cada ano, no mínimo, 20% (vinte por cento) do mercado rural não atendido.”*(ANEEL, 2000 c).

Para regiões onde o não atendimento fosse relativamente baixo, esta meta poderia ser atingida dentro do prazo estipulado, mas para o caso da Região Norte, onde se encontra parte da comunidade não atendida, este valor foi extremamente otimista. Considerando que esta meta não pode ser atendida no caso desta região, seria interessante que a minuta previsse as situações em que a empresa concessionária não venha a ter condições de atingir tal objetivo, sendo obrigatório o envio de justificativa por parte da empresa à ANEEL para posterior análise.

Ainda para o cumprimento desta meta, o §1º do Art. 5º dizia que:

*“(...) o concessionário poderá utilizar fontes alternativas e/ou outras tecnologias de fornecimento de energia elétrica, desde que estas se revelem a alternativa mais adequada e de menor custo para o atendimento das unidades constantes do Plano de Universalização do Atendimento Rural.”* (ANEEL, 2000 c).

Este foi um ponto importante da minuta, pois de certa forma criava uma porta para que o aproveitamento energético local fosse contemplado quando da análise das melhores alternativas de suprimento. Entretanto, caso continuassem sendo adotadas as mesmas metodologias utilizadas

no planejamento energético, que avaliam os custos energéticos de forma tradicional não contabilizando, entre outros pontos, os custos ambientais dos empreendimentos, dificilmente as fontes renováveis alternativas poderiam ser economicamente mais viáveis que as tradicionais.

Somado a este fato, deve-se novamente mencionar que a geração termoelétrica nos sistemas isolados da Região Norte, em plena Região Amazônica, continuará recebendo os subsídios da CCC até, em princípio, 2022. Enquanto mantido sob monopólio estatal, este mecanismo não estimulou qualquer intenção de melhorar a produtividade ou a qualidade do serviço, havendo uma grande acomodação por parte das empresas concessionárias estaduais. No caso de privatização destas empresas e da continuidade do programa de universalização proposto, a partir de 2005 (e até 2022) os subsídios da CCC-ISO seriam significativamente elevados e estariam sendo fornecidos pela sociedade para o atendimento do sistema isolado possivelmente por empresas concessionárias privadas. Ou seja, todos os consumidores do resto do país que antes subsidiavam apenas os consumidores do sistema isolado, passariam a subsidiar também o lucro das empresas privadas que viessem a atuar neste sistema. Isto não seria admissível dentro do contexto de competitividade que se pretendia para o setor.

Se o subsídio é realmente necessário, então que seja o mínimo possível e que seja fornecido a uma empresa pública. Neste sentido, surge uma questão que deveria ser considerada pelos defensores da privatização do setor elétrico: por quê privatizar todas as empresas estatais de geração e distribuição? Por quê não manter um pequeno percentual do mercado atendido por empresas estatais, principalmente as comunidades do sistema isolado, pouco atrativas do ponto de vista econômico dentro do novo ambiente competitivo que se pretende para o setor elétrico brasileiro?

Ainda no âmbito do atendimento às comunidades rurais, deve-se lembrar que está sendo atualmente implantado no país o Programa “Luz no Campo”, mencionado anteriormente. A meta é zerar o déficit de eletrificação rural em oito estados e atender dois terços da população rural de outros nove (MME, 2000 b). A compatibilização deste programa com o ato regulamentar, principalmente no que tange ao custo de tal expansão para a concessionária, que pode ser repassado para a tarifa no programa e, em princípio, não pode no mecanismo regulatório, deveria exigir uma forte fiscalização por parte da ANEEL.

A universalização do serviço público de energia elétrica continuou sendo debatida no âmbito da ANEEL, não sendo regulamentada nenhuma resolução da agência até o momento. Entretanto, a importância desta questão e as conseqüências da crise de energia elétrica, vivida em 2001, deram origem à Lei 10.438/02, que trata deste e de outros temas de grande importância. De acordo com esta lei, a universalização continua sendo responsabilidade da concessionária ou permissionária de energia elétrica e não deverá acarretar nenhum ônus ao solicitante do serviço. Para não pôr em risco o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a lei criou a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que será utilizada, entre outros fins, para a promoção da universalização dos serviços de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos da CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso do bem público, das multas aplicadas pela ANEEL e, a partir de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes comercializadores de energia com o consumidor final. A conta terá duração de 25 anos e será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela ELETROBRÁS (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002).

O Art. 14º da lei define que a ANEEL deverá fixar metas de universalização para cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição e energia elétrica. Na sua posterior regulamentação, a agência:

*“(...) levará em conta, dentre outros fatores, a taxa de atendimento da concessionária ou permissionária, considerada no global e desagregada por Município, a capacidade técnica e econômica necessárias ao atendimento das metas de universalização, bem como, no aumento de carga (...) .”* (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002).

Desta forma, considera-se não apenas os diferentes índices de eletrificação de cada região, como também a capacidade de cada concessionária em atender as suas respectivas metas. Neste ponto, a lei foi muito mais sensata que as determinações apresentadas na minuta AP 006/2000 da ANEEL. Um outro ponto importante refere-se ao não cumprimento das metas. Como comentado anteriormente, a minuta não mencionava os procedimentos para o caso de não cumprimento. Este ponto foi corrigido na lei, que determina como atribuição da agência a verificação do atendimento das metas no prazo máximo igual ao estabelecido para cada revisão tarifária. Os desvios encontrados na fiscalização irão repercutir inclusive no resultado da revisão, mediante

metodologia a ser publicada (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002). A vinculação dos resultados do cumprimento das metas de universalização à análise da revisão tarifária poderá ajudar a garantir o seu efetivo resultado.

No entanto, deve ser enfatizado que a universalização está sendo analisada, até o momento, apenas sob a ótica do atendimento físico de energia elétrica. O impacto que a cobrança por este serviço surtirá à população de baixa renda certamente definirá o acesso a este serviço. Assim, não adianta apenas oferecer um serviço sem que algumas condições sejam também oferecidas para que a população venha a desfrutá-lo de forma plena. Mesmo com os benefícios da tarifa social da subclasse residencial baixa renda, cuja classificação foi adequada pela própria Lei nº 10.438/02, ainda existem alguns pontos que merecem revisões. A regulamentação dada pela Resolução ANEEL nº 485, de 29/08/02, qualifica em seu Art. 2º os beneficiários como:

*“I – o responsável pela unidade consumidora que satisfaça a pelo menos uma das seguintes condições cadastrais:*

- a) seja inscrito do Cadastramento Único para Programas Sociais do Governo Federal, criado pela Decreto nº 3.877, de 24 de julho de 2001; ou*
- b) seja beneficiário dos programas “Bolsa Escola” ou “Bolsa Alimentação”, ou esteja cadastrado como potencial beneficiário destes programas.*

*II – a família do responsável pela unidade consumidora possua renda mensal “per capita” máxima equivalente a meio salário mínimo definido pelo Governo Federal, a ser comprovado quando do atendimento de que trata o inciso I deste artigo.”*

*(ANEEL, 2002 b).*

Entretanto, existem muitas famílias que não se encontram inscritas em nenhum dos programas sociais mencionados e nem conseguem comprovar o rendimento mensal estipulado, mesmo o possuindo. Como resultado, elas deixam de receber este benefício por não se enquadrar na condição baixa renda e podem optar por não solicitar o serviço de energia elétrica. Neste sentido, seria importante reavaliar os requisitos que classificam o consumidor como baixa renda e até mesmo pensar em criar este mesmo mecanismo para populações rurais. Além disso, deve-se ressaltar a importância do esclarecimento às populações quanto às medidas de combate ao desperdício de energia elétrica, principalmente para que o serviço prestado não onere ainda mais a renda familiar.

No caso específico da Região Norte, a universalização dos serviços deverá se preocupar também em atender outros requisitos, como por exemplo os referentes à qualidade do serviço prestado. Atualmente, sabe-se que tal fornecimento é realizado de forma muito precária, não apenas sob o ponto de vista da continuidade dos serviços como também da qualidade da energia elétrica, o que ocorre também em algumas outras regiões do Brasil. Além disto, deve-se levar em conta a baixa demanda de energia elétrica que tais comunidades possuem e a possibilidade da tarifa a ser aplicada não ser suficiente para cobrir os custos de instalação, de responsabilidade da concessionária local.

#### *5.1.6. Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA*

Em função da crise de abastecimento de energia elétrica vivida entre junho/2001 a fevereiro/2002, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica começou a atuar também na busca por soluções de curto e médio prazo para incentivar investimentos em geração e diversificar a matriz energética do setor. Dentro deste contexto foi regulamentada a Resolução nº 24, de 05/07/01, que criou o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA.

O objetivo deste programa era viabilizar a implantação de 1.050 MW a partir da fonte eólica até dezembro de 2003, dentro do sistema elétrico interligado. Com isto, pretendia-se promover o aproveitamento desta fonte como alternativa de desenvolvimento energético, econômico, social e ambiental; e garantir a complementariedade sazonal da geração hidroelétrica (CSPE, 2001).

Para atingir tal objetivo foi criado um mecanismo de contratação pela ELETROBRÁS, por um prazo de no mínimo quinze anos, de aquisição da energia produzida por empreendimentos de geração eólica, até o montante de 1.050 MW, com incentivos no valor de compra da energia. Quanto mais próximo o prazo de implementação dos empreendimentos, maior era o coeficiente aplicado ao valor de compra (CSPE, 2001). Este era justamente um ponto que não ficava claro na resolução, já que não foi definido qual deveria ser este valor de compra da energia. Caso fosse considerado o VN, regulamentado pela Resolução ANEEL nº 022, de 01/02/01, como o valor de compra, poderia estar-se criando uma barreira à aplicação deste mecanismo, já que, como mencionado anteriormente, os VN's são baixos e pouco atraentes. A situação tornar-se-ia ainda

pior se levasse em conta o VN único regulamentado pela agência em sua Resolução nº 248, de 06/05/02, fixado em R\$ 72,35/MWh (US\$ 27,18/MWh <sup>6</sup>) (ANEEL, 2002 b).

Os custos relativos à energia comprada deveriam ser integralmente repassados às concessionárias de distribuição do sistema interligado na proporcionalidade dos seus mercados realizados no ano anterior. Além disso, seriam também firmados convênios e acordos de cooperação com instituições públicas e privadas para a implantação do PROEÓLICA.

Este programa teve o mérito de apresentar uma característica extremamente importante em se tratando de um mecanismo de incentivo: ter prazo determinado para terminar. De acordo com a resolução, as condições estabelecidas para a aquisição e o valor de compra seriam aplicadas até 31 de dezembro de 2003, sendo que até este prazo os incentivos seriam gradativamente reduzidos (Cavaliero & Silva, 2001 a).

Assim, apesar de ter sido criada em uma situação de crise, de necessidade, a Resolução 024/01 da Câmara de Gestão da Crise representava um importante passo no tratamento de incentivos governamentais para o incremento de atividades consideradas de interesse público, normalmente pouco atrativas do ponto de vista econômico e dentro do contexto de privatização e competitividade pelo qual o setor elétrico brasileiro está passando. Alguns projetos chegaram a ser aprovados pela ANEEL mas efetivamente nenhum chegou a entrar em operação. Isto se deveu basicamente à falta de regulamentação quanto ao valor de compra da energia gerada no programa e à elaboração do PROINFA, comentado a seguir, que acabou mantendo paralisados os projetos, aguardando uma regulamentação (Cavaliero & Silva, 2001 a).

#### *5.1.7. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA*

A Lei Federal nº 10.438, de 26/04/02 dispôs sobre vários pontos, sendo um dos mais importantes a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, chamado de PROINFA. Em seu Art. 3º são delineadas as características do programa, que tem como objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores

---

<sup>6</sup> Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = R\$ 2,662.

Independentes Autônomos – PIA a partir de fontes eólica, PCH's e biomassa no sistema interligado nacional (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002).

Para atender este objetivo, o PROINFA apresenta-se dividido em duas etapas. Na primeira serão contratados pela ELETROBRÁS, em até 24 meses após a publicação da lei, 3.330 MW de capacidade provenientes de instalações que venham a entrar em operação até o dia 30 de dezembro de 2006. A compra de energia elétrica estará assegurada por 15 anos, após a entrada em operação, a um valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, a ser definido pelo Poder Executivo. Entretanto, este valor não pode ultrapassar um piso, definido como 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. Todos os custos serão rateados por todas as classes de consumidores pertencentes ao sistema interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado. A capacidade total a ser contratada, mencionada anteriormente, deverá ser distribuída igualmente entre as três fontes alternativas: eólica, PCH e biomassa, e ocorrerá através de chamada pública. Será dada prioridade na contratação às instalações que já possuírem a Licença Ambiental de Instalação – LI e posteriormente, a Licença Prévia Ambiental – LP. Além disto, fabricantes de equipamentos de geração poderão participar constituindo-se como PIA's, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos seja de no mínimo 50% em valor (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002).

Atingida a meta de 3.300 MW de capacidade, a segunda etapa do programa prevê que tais fontes alternativas deverão atender, no prazo de 20 anos, a 10% do consumo nacional anual de energia elétrica. Os contratos continuarão sendo celebrados com a ELETROBRÁS, com o prazo de 15 anos, mas haverá uma programação anual de compra da energia, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual de eletricidade a ser fornecida ao mercado consumidor nacional. O preço de compra corresponderá ao valor econômico da geração de energia competitiva, definida na lei como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30 MW e de centrais termoelétricas a gás natural. Como este valor certamente será insuficiente para cobrir os custos de geração destas fontes, será dado ao produtor um crédito complementar com recursos provenientes da CDE, calculado pela diferença entre o valor econômico específico de cada fonte, a ser definido pelo Poder Executivo mas sempre respeitando o piso definido na primeira etapa, e o valor recebido da

ELETROBRÁS (geração competitiva). Esta etapa prevê ainda a criação de um Certificado de Energia Renovável – CER, a ser emitido pelo produtor, no qual deverão constar informações jurídicas sobre o mesmo, o tipo de fonte primária utilizada e a quantidade de energia comercializada. Este certificado será apresentado à ANEEL para que as metas sejam anualmente fiscalizadas e controladas (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002).

A contratação continuará sendo realizada através de chamada pública e a ordenação manterá os graus de prioridade definidos na primeira etapa, sendo no entanto estipulado um prazo mínimo de 24 meses entre a assinatura do contrato e o início de funcionamento das instalações. A distribuição igualitária entre as fontes deverá ser mantida, havendo a possibilidade do Poder Executivo, a cada 5 anos de implantação da segunda etapa, transferir para as outras fontes o saldo de capacidade não contratado por falta de interessados. Além disto, o Poder Executivo poderá autorizar a ELETROBRÁS a realizar contratações com produtores independentes, que não se configurem como PIA's, desde que não resulte em preterição a estes e não ultrapasse a 25% da programação anual de contratação (no caso da energia eólica, este valor não deve ultrapassar a 50% na primeira etapa do programa). E por fim, todos os custos continuarão sendo rateados por todos os consumidores finais do sistema interligado (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002).

Desde a votação da MP 14, que originou esta lei, a criação do PROINFA foi cercada de repercussões positivas e negativas. Já em seu objetivo, o programa denomina uma nova figura no setor elétrico: o PIA, que se refere à empresa cujo controle acionário não pertence a qualquer concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. De acordo com a lei, estes novos agentes terão prioridade na contratação de energia elétrica, o que deixou muitos segmentos do mercado descontentes, especificamente os produtores de energia eólica. A empresa espanhola Enerbrasil, por exemplo, controlada pelo grupo Iberdrola (com participação acionária em três concessionárias de distribuição do Nordeste) possui projetos autorizados pela ANEEL que totalizam 2.245 MW, representando cerca de 60% dos empreendimentos a partir da energia eólica autorizados pela agência até abril de 2002 (Canal Energia, 2002 c).

Por outro lado, não se pode negar que a inserção do PIA torna mais competitivo o segmento de energia eólica, pois somado a Enerbrasil, há ainda a SIF, empresa controlada pela EDF, que detinha na mesma época 20% dos projetos autorizados pela ANEEL. Além disto, a lei especifica

que na primeira etapa os produtores independentes (não autônomos) poderão participar com até 50% do total da capacidade a ser contratada a partir da energia eólica, o que na verdade não impede mas restringe a sua participação, evitando a formação de poder de mercado e permitindo a entrada de outras empresas.

Um ponto favorável nos procedimentos do programa corresponde à determinação de distribuir igualmente a contratação de capacidade entre as três fontes alternativas: eólica, PCH e biomassa. Desta forma, evita-se que os empreendimentos sejam direcionados apenas para a fonte cuja tecnologia apresenta-se mais competitiva frente às demais. É também compreensível que este programa seja, pelo menos inicialmente, direcionado para tais fontes, já que o aproveitamento solar fotovoltaico possui ainda custos muito elevados no sistema interligado quando comparado às outras fontes alternativas.

Entretanto, existem dúvidas quanto à capacidade deste programa em desenvolver as tecnologias a ponto de reduzir os seus custos e torná-las competitivas. Isto porque foi adotado um sistema onde a energia terá um valor garantido ao longo do programa. Na primeira etapa este sistema pode ser interessante para atrair investidores. No entanto, na segunda etapa, onde se prevê a expansão de longo prazo destas fontes, este sistema pode ser muito pouco eficaz e até mesmo vicioso, já que as empresas não terão motivações para melhorarem a sua eficiência e buscarem reduzir seus custos. Uma característica fundamental de qualquer mecanismo de incentivo consiste na sua redução gradual dentro de um prazo estipulado. Somente assim as empresas seriam obrigadas a investir em suas tecnologias ao longo do tempo, a ponto de gradualmente torná-las competitivas com as das fontes tradicionais.

Um ponto interessante no programa refere-se ao rateio dos custos entre todos os consumidores. Esta é uma tendência que vem sendo observada em vários países. Apesar de existirem diferentes linhas de incentivo às fontes renováveis alternativas adotadas no setor elétrico, o que se verifica atualmente é a convergência para um sistema específico: o pagamento de uma tarifa mais elevada por todos os consumidores de energia elétrica.

O programa prevê também a emissão de certificados atestando a produção de energia renovável. Este é um ponto que traz algumas dúvidas, pois não fica claro na lei se trata apenas das fontes alternativas ou se das fontes renováveis em geral, incluindo-se a geração hidroelétrica.

Neste caso, praticamente todas as empresas geradoras iriam emitir os CER's, já que há o predomínio da geração hidroelétrica no país. Seria mais interessante que os certificados se referissem às fontes alternativas, podendo-se imaginar no futuro um mercado transacionável de certificados verdes alternativos, com a garantia de que a tecnologia utilizada gerasse o menor impacto ambiental possível.

Um outro ponto que também dá margem a dúvidas refere-se ao desenvolvimento de uma indústria de tecnologias a partir de fontes alternativas. Até recentemente, nenhum mecanismo implementado para incentivar as fontes renováveis alternativas no setor elétrico mencionava qualquer compromisso em desenvolver uma indústria nacional de tecnologias, mesmo sabendo que a instalação de sistemas a partir de algumas fontes dependerá da utilização de equipamentos importados, que encarecem o seu custo final. Neste sentido, o PROINFA traz consigo um pequeno estímulo para desenvolver essa indústria ao condicionar a participação de qualquer fabricante de equipamentos de geração aos índices de nacionalização, restringindo a participação daqueles que possuíssem apenas representantes de venda no país. Entretanto, esta condição está definida apenas para estes fabricantes, não havendo qualquer restrição quanto ao índice de nacionalização a outras empresas que venham a se constituir como PIA. O ideal seria apenas determinar um índice de nacionalização dos equipamentos utilizados nos projetos do PROINFA. Assim haveria uma sinalização mais direta para incentivar o desenvolvimento da indústria nacional.

Por fim, um dos grandes desafios do PROINFA será a sua compatibilização com a universalização dos serviços de energia elétrica. A Lei nº 10.438/02 determina em seu Art. 15º que a prestadora do serviço público de energia elétrica poderá utilizar a forma convencional de distribuição, através da expansão da rede, ou simultaneamente se associar ou contratar empresas que tenham autorização para implantar instalações a partir da energia solar, eólica, biomassa e PCH (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002). Entretanto, no caso do atendimento aos sistemas isolados da Região Norte, no qual o índice de não atendimento rural de energia elétrica é elevado, as empresas não poderiam utilizar os benefícios do PROINFA, já que este se destina apenas ao atendimento dos sistemas interligados.

A Lei nº 10.438/02 define também que a CDE será utilizada não apenas para a promoção da universalização do serviço de energia elétrica, mas também para garantir a competitividade da

energia produzida por fontes eólica, PCH's, biomassa, gás natural e carvão mineral. Um ponto importante definido na lei diz que nenhuma das fontes poderá receber anualmente recursos cujo valor total ultrapasse a 30% do recolhimento anual da CDE. Entretanto, ela não define a distribuição igualitária para cada fonte, o que poderá acabar direcionando o uso dos recursos para algumas fontes específicas, privilegiando-as em detrimento das demais. Isto já pode ser vislumbrado nos procedimentos de utilização da CDE, que incorpora a cobertura do custo de combustível de empreendimentos termoeletricos que utilizem apenas carvão mineral nacional e do custo das instalações de transporte de gás natural onde não exista o fornecimento de gás natural canalizado.

Espera-se também que esta conta não venha a seguir os passos da CCC, que até o momento fornece seus benefícios à apenas três PCH's nos sistemas isolados. Ainda sobre a CCC, a Lei nº 10.438/02 alterou o Art. 11º da Lei nº 9.648/98, estendendo por mais 20 anos, a partir da data de publicação, a aplicação da CCC nos sistemas isolados e incorporando a geração de energia elétrica a partir do gás natural ao seu direito de uso (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002). Com isto, ficam cada vez mais reduzidas as chances de estimular as fontes renováveis alternativas com este mecanismo nos sistemas isolados.

Esta lei também alterou alguns pontos existentes em outras leis que regem o setor elétrico brasileiro. Uma destas alterações refere-se ao Art. 26º da Lei nº 9.427/96, no qual ficou estabelecido que a ANEEL estipulará um percentual de redução, não inferior a 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo deste a produção até a comercialização, aos empreendimentos a partir de fontes eólica e biomassa e a cogeração qualificada. Além disto, o aproveitamento a partir das fontes eólica, biomassa e solar poderão comercializar energia elétrica com o consumidor ou conjunto de consumidores, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Presidência da República Federativa do Brasil, 2002). Estas alterações, e muitas outras, já faziam parte do Projeto de Lei 2905/00 e acabaram sendo incorporadas na Lei nº 10.438/02. De uma maneira geral, elas permitem uma redução no custo total da energia elétrica a partir das referidas fontes alternativas, podendo atrair maiores investimentos.

Ao final de 2002, o MME publicou o Decreto nº 4.541, regulamentando alguns artigos da Lei 10.438/02, inclusive alguns pontos do PROINFA. Nele, estão dispostos alguns procedimentos

da chamada pública, a elaboração do Plano Anual de Aquisição de Energia de Fontes Alternativas, entre outros itens (ANEEL, 2003). Entretanto, o principal ponto que é a definição do valor econômico de cada fonte ainda não está presente no decreto, sendo elencadas apenas as considerações a serem incluídas na metodologia de cálculo a ser posteriormente publicada pelo MME. Enquanto isto não estiver devidamente regulamentado, manterá os projetos a partir de tais fontes paralisados. Uma surpresa apresentada no decreto foi a possibilidade de se enquadrar o PROINFA ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL da Convenção Quadro de Mudanças Climáticas das Nações Unidas. Caso isto venha realmente a acontecer, poderão ser obtidos recursos financeiros externos via o Fundo para o Meio Ambiente Mundial (*Global Environment Facility* – GEF).

#### 5.1.8. Valor Normativo – VN

Dentro do ambiente de mercado do setor elétrico brasileiro, passaram a existir os consumidores cativos e os consumidores livres. Estes últimos negociam livremente os seus contratos junto às geradoras de energia elétrica. Entretanto, no caso de consumidores cativos, o agente regulador deve assegurar que não haja abuso de poder de mercado por parte da distribuidora, oferecendo condições contratuais extremamente vantajosas para os consumidores livres e compensando a diferença de receita com o aumento do montante de repasse aos cativos (Energia Brasil, 2002 b). Desta forma, foi criado o Valor Normativo – VN, como o custo de referência para a comparação com o preço de compra da energia e para o repasse a ser realizado às tarifas de fornecimento de energia elétrica. Cabe ressaltar que os preços de compra de energia até 5% maiores que os respectivos VN's serão integralmente repassados para as tarifas do consumidor final (ANEEL, 1999 e).

O processo regulatório para o estabelecimento destes limites iniciou-se com a publicação da Resolução ANEEL nº 266, de 13/08/98, no qual foi estabelecida a metodologia de cálculo do repasse. Após o processo de audiência pública, a ANEEL divulgou a Resolução nº 233/99 (ANEEL, 2002 b), que definia os valores normativos de referência discriminados por fonte de geração (competitiva, termoelétrica a carvão nacional, PCH, termoelétrica a biomassa, eólica e solar fotovoltaica) esperando-se, desta forma, incentivar a diversificação da matriz energética

nacional. Entretanto, como mencionado anteriormente, os VN's apresentados para as fontes renováveis alternativas eram baixos, não sendo suficientemente atrativos para que fossem realizados investimentos relevantes (Walter, 2000 b).

Em fevereiro de 2001 a agência emitiu uma nova resolução, a Resolução ANEEL 022/01, apresentando a revisão dos valores de repasse e o aumento de todos os VN's de referência. Esta revisão já estava prevista em legislação na ocorrência de mudanças estruturais relevantes na cadeia de produção de eletricidade e nas diretrizes do governo federal. A Tabela 5.2, apresentada anteriormente, mostra os VN's adotados para as fontes de energia nas duas resoluções.

Entretanto, até o momento foram estipulados VN's para cada fonte que na realidade não são os mesmos para todos os submercados, já que existe uma disponibilidade de fontes energéticas e um custo associado a cada uma que varia de região para região. Um exemplo disto é a geração de energia elétrica nos sistemas isolados da Região Norte, onde se encontram as tarifas mais elevadas do país. Como mencionado anteriormente, o custo médio da geração termoelétrica a Diesel nos sistemas isolados gira em torno de R\$ 220,00/MWh sem o subsídio da CCC e R\$ 170,00/MWh com a CCC (Souza, 2000). Isto mostra que sem a CCC até a geração fotovoltaica, a mais cara de todas, pode se tornar mais competitiva e uma opção para o suprimento energético desta região.

Uma proposta para corrigir este problema consiste em adotar valores normativos diferenciados para cada fonte em cada região, levando em conta as suas respectivas características energéticas e refletindo os diferentes custos de produção. Às regiões com menor, porém viável potencial de geração de energia elétrica a partir de determinadas fontes poderiam ser definidos valores mais vantajosos, de forma a estimular o seu uso. Entretanto, não se pode perder a referência quanto aos potenciais energéticos para não simular opções equivocadas, nas quais a geração a partir de determinadas fontes renováveis alternativas pode se configurar como injustificável do ponto de vista econômico e eventualmente onerar excessivamente o consumidor.

Diante da crise de energia elétrica, a GCE reavaliou as características do VN, apresentando seus resultados no Relatório de Progresso nº 2 divulgado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. A partir deste relatório, apontam-se alguns problemas, entre eles a estratificação do VN por fontes (Energia Brasil, 2002 b). Este problema refere-se ao livre arbítrio

que cada distribuidora teria em contratar geradoras a partir de fontes energéticas caras, repassando os custos aos consumidores cativos. Em tese, isto seria um problema caso houvesse investimentos em projetos energéticos a partir das fontes alternativas, o que na prática acabou não sendo verificado, pois poucos investidores foram efetivamente atraídos pelos VN's.

Na tentativa de resolver este problema, o relatório propõe estabelecer um valor único para o VN, tendo como referência o valor que representa o preço da fonte mais competitiva. Este ponto foi regulamentado na Lei nº 10.438/02, quando se definiu o preço de compra da energia elétrica contratada a partir de fontes alternativas na segunda etapa do PROINFA. Este preço de compra, como mencionado anteriormente, tomará como base o VN da geração competitiva, que já foi regulamentado pela ANEEL, em sua Resolução 248/02, como o VN único e estabelecido em R\$ 72,35/MWh. Ele já está vigorando desde a publicação da resolução e enquanto não houver uma regulamentação específica para o PROINFA e para a CDE, poderá manter paralisados os investimentos em empreendimentos com fontes renováveis alternativas. Para os empreendimentos em fase de implantação comprovada, a ANEEL definiu em sua Resolução nº 488, de 29/08/02, os valores normativos a serem aplicados para cada fonte de energia.

## **5.2. Mecanismos Regulatórios Internacionais**

Nos Estados Unidos e na Europa vêm sendo desenvolvidas políticas de incentivo à geração descentralizada de energia elétrica através do uso de fontes renováveis, como pequenas centrais hidrelétricas – PCH's, geradores eólicos, células fotovoltaicas e usinas termoelétricas alimentadas com resíduos agrícolas, florestais e urbanos, assim como a cogeração (Bajay, 1998). As principais motivações para essas políticas são o forte crescimento do mercado de energia elétrica (e as dificuldades de atendê-lo satisfatoriamente através de grandes centrais), o desejo de diminuição da dependência de importações do setor e as preocupações ambientais, sobretudo com a redução das emissões de CO<sub>2</sub> (Poppe, 1996).

Toda a experiência vivida por vários países com instrumentos de incentivo às fontes renováveis alternativas pode trazer grandes benefícios para o setor elétrico brasileiro. Não que se espere adotar de forma idêntica os mecanismos já implantados, uma vez que as realidades de cada

país, e em específico dos seus respectivos setores elétricos, são distintas. O que se pretende é levantar e analisar estas experiências para que possam servir de referência e, assim, auxiliar no desenvolvimento de um mecanismo de incentivo específico para o setor elétrico brasileiro, em especial para os sistemas descentralizados. Neste sentido, são apresentadas a seguir algumas políticas e programas que foram ou vêm sendo desenvolvidos nos Estados Unidos, Reino Unido, Alemanha e França, e a Diretiva da Comunidade Européia.

### 5.2.1. Estados Unidos

O parque gerador americano é predominantemente termoelétrico, havendo uma contribuição de 12% das energias renováveis (solar, eólica, geotérmica, de biomassa e hidráulica) no suprimento de energia elétrica em 1998. Descontando-se a larga participação da geração hidroelétrica deste total, verifica-se uma participação de apenas 2% das fontes renováveis alternativas de energia na geração nacional de eletricidade (Wiser, 1998).

Um dos principais mecanismos de fomento às fontes renováveis alternativas e à cogeração foi implantado nos Estados Unidos em 1978. A partir da *Public Utility Regulatory Policies Act*, denominada de PURPA, as empresas concessionárias foram obrigadas a comprar energia elétrica de produtores independentes (cuja geração proviesse de fontes renováveis alternativas) e excedentes de autoprodutores quando seus preços fossem menores que os custos evitados das empresas concessionárias.

A reação inicial das empresas foi bastante negativa, dificultando o andamento do programa durante os três primeiros anos. Essas empresas impuseram uma série de dificuldades aos produtores independentes e autoprodutores, negociando o atendimento emergencial a valores abusivos ou cobrando taxas extras sob o pretexto de existirem custos adicionais de engenharia e administração (Bajay, 1998).

Em locais onde a capacidade de reserva era reduzida; havia a previsão de um forte crescimento da demanda; o parque gerador era extremamente dependente de derivados de petróleo; o valor das tarifas era elevado; ou onde não havia muitas alternativas economicamente interessantes para a expansão do parque gerador, a geração descentralizada encontrou condições

ideais de disseminação (Bajay, 1998). Vários megawatts de capacidade instalada de energia produzida a partir de fontes renováveis alternativas foram adicionados ao parque gerador americano, especialmente nos Estados da Califórnia e Maine.

Com o processo de reestruturação do setor elétrico americano foram introduzidas duas novas características ao setor: a desregulamentação das atividades pelo governo e a desverticalização das atividades de geração e parte da distribuição. Assim, de um setor mantido como monopólio privado e altamente regulado pelo governo, passou-se a um sistema onde são eliminadas total ou parcialmente as restrições governamentais, permitindo a mais ampla competição entre as diferentes unidades da indústria de energia elétrica (Jannuzzi, 2000). Foi justamente neste novo mercado competitivo que se iniciou a discussão sobre quais mecanismos precisariam ser criados para apoiar os produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis alternativas.

Desde o início da reestruturação, houve a preocupação em se definir quais seriam os serviços públicos que deveriam ser garantidos no novo contexto de menor regulação pública e maior competição entre as empresas; e quais seriam os mecanismos adotados para preservar estes serviços públicos durante o período de transição e posteriormente, quando a indústria se encontraria totalmente desregulada (Jannuzzi, 2000).

De acordo com o documento apresentado pela *California Public Utilities Commission* – CPUC – em 1994 (CPUC, 1997), os bens ou serviços públicos que deveriam ser mantidos no setor elétrico seriam: eficiência energética; fontes renováveis; proteção ambiental; pesquisa, desenvolvimento e demonstração em áreas de interesse público; e a manutenção de programas para populações de baixa renda.

Com relação às fontes renováveis alternativas, a meta do governo americano era aumentar significativamente a capacidade instalada de geração existente para 2010. Suas justificativas estavam centradas na necessidade de assegurar o suprimento energético, reduzir os impactos ambientais e garantir a posição de liderança em ciência e tecnologia.

Para atingir estas metas foram desenvolvidos vários mecanismos fiscais e regulatórios, tanto no âmbito federal quanto estadual. Atualmente os maiores debates quanto ao incentivo às

fontes renováveis alternativas estão centrados em três pontos: o *Renewable Portfolio Standard* – RPS, os programas a partir de fundos arrecadados na venda de eletricidade e os programas de compra voluntária através do *green marketing*.

O RPS é um programa, proposto pelo governo federal, que permite reguladores e/ou legisladores requererem que certa porcentagem do uso de energia elétrica, em uma dada jurisdição, seja proveniente de fontes renováveis alternativas. A legislação permite que, ao invés de gerar ou comprar energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis alternativas, uma dada empresa possa atender suas metas comprando “créditos” no mercado. Estes créditos (*renewable energy credit* – REC) são certificados negociáveis que atestam a garantia da geração a partir de fontes renováveis alternativas em determinado local e quantidade (Wiser & Pickle, 1997).

Alguns pesquisadores acreditam que os REC’s permitiriam uma maior participação das fontes renováveis alternativas no mercado a um menor custo global, em função da melhor localização das instalações e dos ganhos de escala para os empreendedores. Em princípio, o governo federal propôs em 1997 que as metas deveriam ser de 3% em 2005 e 4% em 2010. Entretanto, em 1999, a meta proposta para o ano 2010 passou para 7,5% (Jannuzzi, 2000).

Em 1998, oito estados já haviam incluído o RPS nas diretivas de seus planos de reestruturação do setor elétrico. De acordo com Bernow et al (1997) em um estudo de avaliação dos impactos do RPS no país, se a meta para 2010 fosse de 56 TWh adicionais a partir de fontes renováveis alternativas, os custos para os consumidores seriam de apenas 0,03 cents/kWh. Consideradas as fontes energéticas, o estudo também concluiu que a energia eólica (56%) e a geotérmica (36%) seriam as principais contribuintes para o cumprimento das metas.

Em se tratando de um parque gerador predominantemente termoelétrico, como é o caso americano, as preocupações ambientais tornam-se muito maiores, principalmente as referentes às emissões atmosféricas e aos impactos à saúde, incentivando a busca por tecnologias que resultem na menor degradação ambiental, como as fontes renováveis alternativas de energia. Esse é o ambiente propício para programas como o RPS. Com a imposição de uma parcela do uso de energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas, os efeitos em um parque gerador carente dessa opção poderão ser muito mais expressivos. Entretanto, nos sistemas onde a participação de energia renovável for significativa, esse mecanismo não surtirá os mesmos

resultados. Assim, o mecanismo RPS talvez não seja tão efetivo no setor elétrico brasileiro, onde há o predomínio da geração hidráulica, quanto pode vir a ser no dos Estados Unidos.

Entretanto, se forem levados em conta apenas os sistemas isolados brasileiros, a questão muda de figura. Como já foi mencionado, os sistemas isolados são atendidos predominantemente pela geração térmica e localizam-se principalmente na Região Amazônica, uma região ambientalmente complexa. Assim como no contexto do setor elétrico americano, a característica do parque gerador e a preocupação ambiental nos sistemas isolados, que na realidade está mais associada às atividades econômicas que às atividades do setor elétrico, indicam que este mecanismo poderia ser implantado nestes sistemas, desde que dadas as devidas considerações. Além disso, os REC's, enquanto certificados transacionáveis no mercado, permitiriam a introdução de novos produtores e comercializadores nos sistemas isolados, que teriam a obrigação de enquadrar-se aos padrões de produção e venda estipulados.

Na Califórnia, a filosofia do RPS foi adequada através do *Mandate Renewable Purchase Requirements* – MRPR. Depois de amplos debates e negociações, o poder legislativo da Califórnia resolveu rejeitar a inclusão do MRPR como política de fomento às fontes renováveis alternativas. Dentre os vários motivos da rejeição, talvez o mais forte tenha sido as possíveis vantagens que seriam conferidas a algumas empresas concessionárias. Esta vantagem estaria associada à existência de uma grande capacidade já instalada em fontes renováveis alternativas na Califórnia pertencentes a algumas concessionárias que, quando da adoção do MRPR, já teriam suas metas atingidas. Além disso, argumentou-se que, em face a esta capacidade já instalada, existiria menor possibilidade de investimento em novas tecnologias (Jannuzzi, 2000).

A política adotada pelo Legislativo da Califórnia foi determinada pela *Assembly Bill 1890* – AB1890 – em 1996. Esta lei estabeleceu a criação de um fundo arrecadado, junto aos consumidores, por uma sobretaxa na tarifa de distribuição das três maiores *Investor Owned Utilities* – IOU<sup>7</sup>. Este fundo está sendo aplicado desde janeiro de 1998 e financiará projetos já existentes com fontes renováveis alternativas, projetos com novas tecnologias, projetos a partir de

---

<sup>7</sup> Companhias de propriedade de acionistas que visam o lucro através de serviços de energia (Jannuzzi, 2000).

tecnologias emergentes e vendas diretas de energia gerada por fontes renováveis aos consumidores finais (CEC, 1997).

Em princípio, a administração do fundo fica sob a responsabilidade da *California Energy Commission* – CEC e seus recursos deverão ser distribuídos através de concorrência, a partir de leilões, entre projetos para o desenvolvimento de novos empreendimentos com fontes renováveis alternativas. Estimativas indicam a arrecadação de cerca de US\$ 540 milhões durante os quatro anos (CEC, 1997).

A maior parte dos argumentos contra o fundo de financiamento vem dos defensores do MRPR. Eles consideram que, pelo fato do fundo determinar o limite de investimento e não uma meta de geração a partir de fontes renováveis alternativas, será impossível definir o real tamanho do mercado de renováveis a ser criado por este mecanismo (Wiser, Pickle & Goldman, 1997).

Além deste mecanismo, não se pode deixar de mencionar os estabelecidos pelo *Energy Policy Act* em 1992:

- concessão, sem data limite, de créditos de investimento de 10% para a maioria das aplicações geotérmicas e solares;
- concessão de isenções fiscais para instalações eólicas e com biomassa, desde que correspondessem à uma utilização sustentável do recurso;
- para instalações eólicas, solares, geotérmicas e com biomassa (excluindo o uso de resíduos urbanos) que não pudessem ser beneficiadas pelas isenções anteriores, seria concedido um bônus sobre a produção (*production payment*).

Somados aos mecanismos fiscais e regulatórios adotados nos Estados Unidos, existem ainda os programas *green marketing*, de compra voluntária. Este programa baseia-se no pressuposto de que uma determinada parcela da população estaria disposta a comprar energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis alternativas, mesmo que fosse embutido um acréscimo na tarifa por este serviço. Em 1998, existiam no país cerca de 40 concessionárias oferecendo programas deste gênero, mas a capacidade total comercializada e o número de consumidores envolvidos ainda eram muito pequenos em relação às dimensões do mercado

americano. Até maio do mesmo ano, aproximadamente 45 mil consumidores residenciais estavam participando destes programas (Wiser, 1998).

Alguns autores, como Glaser (1999), mostravam alguma incerteza quanto ao crescimento expressivo do *green marketing* no médio e longo prazo. As empresas elétricas, principalmente da Califórnia e Pennsylvania, estavam sendo agressivas em sua estratégia de marketing para atrair consumidores potenciais que comprariam a chamada “eletricidade verde”, até mesmo porque essa talvez fosse a única real diferenciação de outras empresas. Segundo o mesmo autor (Glaser, 1999), comenta-se agora que esse conceito de eletricidade verde estava sendo distorcido pelas empresas, colocando em risco a credibilidade de seus programas.

A filosofia deste mecanismo de ação voluntária está centrada na consciência ambiental dos consumidores. Esta consciência é, normalmente, consequência de dois fatores: o cultural e o grau de efeito sobre a própria população.

O fator cultural é histórico e demonstra o desenvolvimento e percepção da sociedade a respeito, neste caso, das fontes renováveis alternativas. Quando os recursos, sejam econômicos, energéticos, etc., são poucos, há uma tendência a valorizá-los. Como o meio ambiente sempre esteve “disponível”, a percepção quanto à sua valorização tardou a acontecer. Ainda hoje, algumas atividades econômicas não consideram as externalidades ambientais que produzem, mesmo havendo um aparato legal que ampare o meio ambiente. Assim, existe um forte sentimento de direito sobre o meio mas pouco, ou nenhum, dever em preservá-lo.

Mas como exercer essa cidadania com o meio ambiente se, em alguns casos, o indivíduo não tem recebido a contrapartida do governo para questões básicas. É neste contexto que se encontra o Brasil. O governo brasileiro, que deveria garantir a manutenção dos direitos dos cidadãos e também cobrar os deveres de cada um, não tem conseguido atingir estes objetivos. Muitos serviços públicos, de responsabilidade do governo, como saneamento básico, saúde, educação, etc., têm sido fornecidos de maneira insatisfatória, deixando muitos indivíduos à margem desse atendimento. Essa via de mão dupla tem seguido apenas num sentido, dissociando o governo do cidadão e, pior, distorcendo o sentido de cidadania. A insatisfação generalizada acaba propiciando o desenvolvimento equivocado da cultura da sociedade, que pode levar muito tempo para ser reparado.

Quanto ao grau de efeito sobre a população, este fator está associado à percepção de que o meio ambiente tem o poder de se adaptar às condições impostas a ele e de que não se sabe se esta adaptação pode interferir negativamente no indivíduo. Isto foi verificado nos Estados Unidos, e em outros países, a partir dos debates sobre a geração nuclear na década de 60. O risco eminente a que poderia ser exposta a sociedade civil americana gerou reações e mobilizações muito fortes. A partir de então, a sociedade passou a participar cada vez mais, organizando-se através de entidades ambientalistas, representantes de associações de classe, etc. e influenciando no processo de reforma do setor a fim de garantir a manutenção e promoção de bens e serviços públicos. Hoje, pode-se considerar como tradição a participação da sociedade civil americana nas decisões do setor de energia.

Infelizmente, a sociedade brasileira ainda não conseguiu atingir o estágio de participação verificado nos Estados Unidos. Muitos são os fatores que dificultaram esta atitude, mas pode-se assegurar que um dos principais relaciona-se com os impactos ambientais pontuais verificados nos projetos elétricos brasileiros. O maior impacto da geração hidroelétrica está concentrado nas regiões dos arredores das construções que serão alagadas com a barragem erguida, atingindo apenas a população e o meio ambiente local.

Mas, para a disseminação e o bom desempenho de um mecanismo de ação voluntária, é preciso também dispor de uma renda financeira que permita ao indivíduo optar por uma “eletricidade verde” a um custo maior. Talvez esse seja o maior empecilho que um mecanismo como o *green marketing* pode enfrentar num país como o Brasil. Diferentemente dos americanos, a grande maioria dos brasileiros apresenta um poder aquisitivo relativamente muito inferior, que atende apenas as suas necessidades básicas. E se a situação é ruim para o país como um todo, é ainda pior para as comunidades do sistema isolado que em muitos casos não têm uma renda mínima, nem educação ou serviços de saúde.

### 5.2.2. Reino Unido

O Reino Unido é compreendido pela Inglaterra, País de Gales, Escócia e Irlanda do Norte. Para atender o mercado de energia elétrica, existem três sistemas: um que cobre a Inglaterra e o País de Gales, responsável por cerca de 90% do mercado total, outro que atende a Escócia e um

terceiro que serve a Irlanda do Norte. Os dois primeiros já são interligados entre si, havendo a previsão de interligação entre os sistemas da Escócia e da Irlanda do Norte (Bajay, 2000).

Em 1990 iniciaram-se grandes mudanças na estrutura institucional e operacional do setor elétrico. Introduziu-se um maciço processo de privatização das empresas de energia, criou-se um órgão regulador e separaram-se as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, modelo este utilizado como referência para o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Neste período, a geração total no sistema da Inglaterra e País de Gales ocorreu 80% em usinas a carvão, 4% em usinas a óleo combustível e 15% em centrais nucleares, havendo uma participação insignificante de geração a partir de outras fontes (Bajay, 1994).

Diante do mercado competitivo que se instalava no setor, não havia muitas perspectivas de compra, no curto prazo, das usinas nucleares pertencentes à *Nuclear Electric*, empresa criada a partir da cisão da *Central Electricity Generating Board* – CEGB, detentora do monopólio estatal de geração e transmissão de energia elétrica na Inglaterra e País de Gales. Assim, num primeiro instante a *Nuclear Electric* permaneceu estatal em função de seus elevados custos de geração, tendo sido privatizadas algumas usinas mais modernas tempos depois. Prevendo a necessidade de proteger a geração nuclear diante do processo de privatização que já era delineado, foi criado em 1989 um mecanismo regulatório chamado *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO). Em 1990 este mecanismo acabou sendo estendido para fomentar o uso de fontes renováveis na geração de energia elétrica em todo o Reino Unido e serviu de inspiração para implantação de políticas de fomento às fontes renováveis em outros países europeus, como Alemanha, Dinamarca, Holanda e Itália (Bajay et al, 2000).

Através do NFFO, as empresas distribuidoras de eletricidade eram obrigadas a garantir um mercado, por tempo determinado, para montantes pré-fixados de capacidade de geração, desde que originários de fontes renováveis pré-selecionadas. A remuneração era feita através da aplicação de preços diferenciados, chamados de *premium prices*. A diferença entre o preço de mercado, no caso da geração convencional, e o *premium price* era remunerado através da arrecadação de uma taxa paga por todos os consumidores de energia elétrica do Reino Unido, conhecida como *Fossil Fuel Levy* (Mitchell, 1998).

Inicialmente, do total arrecadado cerca de 90% era utilizado para subsidiar a geração nuclear, restando apenas 10% para ser alocado em fontes renováveis. A partir do final de 1998, não foi concedido mais nenhum subsídio à indústria nuclear, sendo a arrecadação totalmente destinada ao fomento de fontes renováveis (Rösch, 1998).

A escolha das empresas geradoras e dos projetos era feita através de um processo de licitação, assegurando a vitória à proposta de menor custo. Tal processo iniciava-se com a divulgação da licitação de determinadas fontes alternativas, tecnologias, quantidades de energia e o preço teto para cada uma das opções energéticas. Assim, o próprio governo britânico sinalizava para o tipo de tecnologia, embora não definisse metas explícitas para serem atingidas. Em seguida, o *Non Fossil Purchasing Agency* – NFPA (órgão que atuava como agente entre os distribuidores de eletricidade e os geradores a partir de fontes renováveis) convidava os geradores a competir entre si, submetendo cada um sua proposta de projeto. Esta proposta deveria apresentar, entre outras informações, o preço de leilão, requerido para a geração específica; capacidade de geração; etc... (DTI, 2001 a).

Uma vez submetidos, os projetos e as empresas ofertantes deveriam passar por um teste de segurança, aplicado pelo *Office for Gas & Electricity Markets* – Ofgem, no qual eram examinados os aspectos técnicos, econômicos, comerciais e legais para garantir que tais projetos viessem realmente a cumprir com sucesso o que se propunha. Após a análise e a aprovação no teste de segurança, era realizado o leilão, sendo vencedora a proposta que apresentasse o menor preço de leilão (abaixo do preço teto determinado pelo governo). É importante ressaltar que o leilão ocorria entre tecnologias semelhantes, ou seja, projetos a partir de energia eólica, por exemplo, competiam apenas entre si, e não com outros tipos de fontes ou tecnologias (Ramesh, 2001). Os projetos vitoriosos eram contratados por um prazo não maior que quinze anos, definidos basicamente em função da vida útil dos equipamentos utilizados. Toda a geração excedente ao contrato poderia ser comercializada diretamente no mercado de energia elétrica, fora do âmbito do NFFO.

Ao todo foram realizadas cinco rodadas de licitações na Inglaterra e País de Gales, duas na Escócia e duas na Irlanda do Norte, totalizando, em junho de 2000, 331 projetos e cerca de 830

MW DNC <sup>8</sup> (DTI, 2000). A Tabela 5.3 apresenta tais projetos e suas respectivas capacidades de geração.

Tabela 5. 3: Projetos contratados no âmbito do NFFO até junho de 2000.

Rodada de Licitações	Tecnologias	Nº Projetos	Capacidade – DNC (MW)
NFFO-1	Hidro	21	10,0
	Gás de aterro	19	30,8
	Resíduo municipal e industrial	4	40,6
	Outros	4	45,5
	Gás de biodigestão de esgoto	6	6,0
	Energia eólica	7	11,6
	TOTAL	61	144,5
NFFO-2	Hidro	10	10,4
	Gás de aterro	26	46,4
	Resíduo municipal e industrial	2	31,5
	Outros	1	12,5
	Gás de biodigestão de esgoto	18	19,1
	Energia eólica	25	53,8
	TOTAL	82	173,7
NFFO-3	Biomassa	2	46,5
	Hidro	8	11,7
	Gás de aterro	42	82,1
	Resíduo municipal e industrial	6	77,4
	Energia eólica	18	44,7
	TOTAL	76	262,5
NFFO-4	Hidro	5	1,4
	Gás de aterro	49	130,0
	Energia eólica	1	0,6
	TOTAL	55	132,0
NFFO-5	Gás de aterro	18	42,4

<sup>8</sup> *Declarate Net Capacity* – medida que leva em conta a instabilidade de produção inerente à algumas fontes renováveis alternativas, como por exemplo a energia eólica.

Rodada de Licitações	Tecnologias	Nº Projetos	Capacidade – DNC (MW)
	Energia eólica	2	1,7
	TOTAL	20	44,1
NI-NFFO-1*	Hidro	7	1,9
	Energia eólica	6	12,7
	TOTAL	13	14,6
NI-NFFO-2*	Biomassa	2	0,3
	Hidro	1	0,1
	Energia eólica	2	2,5
	TOTAL	5	2,9
SRO-1**	Hidro	4	3,2
	Gás de aterro	2	3,8
	Energia eólica	7	25,1
	TOTAL	13	32,1
SRO-2**	Gás de aterro	3	6,7
	Resíduos municipal e industrial	1	8,3
	TOTAL	4	15,0
SRO-3**	Gás de aterro	1	3,9
	Energia eólica	1	8,3
	TOTAL	2	12,2
	<b>TOTAL GERAL</b>	<b>331</b>	<b>833,7</b>

\* Rodadas de licitações realizadas na Irlanda do Norte.

\*\* Rodadas de licitações realizadas na Escócia.

Fonte: DTI, 2000.

Na medida em que avançaram as rodadas do NFFO, houve uma gradativa redução dos preços teto para cada tecnologia, o que acabou forçando a redução dos preços da energia gerada a partir de fontes renováveis. Na primeira rodada, realizada em 1990, o *premium price* médio havia sido de 7 p/kWh<sup>9</sup> (US\$ 124,09/MWh<sup>10</sup>). Ao final da quarta rodada, em 1997, ele havia caído

<sup>9</sup> p/kWh = centavos de libras esterlinas/kWh.

<sup>10</sup> Para os mecanismos que não estão atualmente em vigor, a cotação média utilizada para a conversão de todas as moedas estrangeiras em dólar foi calculada a partir da média aritmética do câmbio em três dias do ano analisado: 01/01, 15/07 e 31/12. Neste caso, a cotação média no ano de 1990 é: 1 US\$ = 0,56408 GBP (libra esterlina).

para 3,46 p/kWh (US\$ 58,19/MWh<sup>11</sup>), preço este mais baixo que o custo de aquisição da energia elétrica pelas empresas de distribuição no período 1996-1997 (Mitchell, 1998). A razão para isto estava no prazo dos contratos NFFO, nos quais os geradores conseguiam amortizar o custo do capital num período relativamente longo (quinze anos no máximo). Além disto, segundo Ramesh (2001) o custo de financiamento dos projetos também acabou caindo a partir da familiaridade das tecnologias e do conhecimento dos riscos do negócio. A Tabela 5.4 mostra a comparação de preços das rodadas NFFO-4, NFFO-3 e NFFO-2.

Como resultado da queda do custo de geração, algumas tecnologias acabaram sendo excluídas do NFFO na medida em que se tornaram competitivas no mercado aberto de energia elétrica. Este era o caso dos projetos a partir de gás de biodigestão de esgoto que haviam sido incluídos apenas nas primeiras rodadas e não nas demais (Ramesh, 2001).

Tabela 5. 4: Evolução dos preços pagos pela eletricidade gerada por algumas fontes renováveis.

Tecnologias	Capacidade – DNC Contratada (MW)	NFFO-4 Preço médio p/kWh (US\$/MWh)*	NFFO-3 Preço médio p/kWh (US\$/MWh)**	NFFO-2 Preço médio p/kWh (US\$/MWh)***
Eólica				11,0 (192,29)
> 0,768 MW	330,36	3,53 (59,37)	4,32 (66,22)	
< 0,768 MW	10,33	4,57 (76,86)	5,29 (81,09)	
Hidro	13,22	4,25 (71,48)	4,46 (68,36)	6,0 (104,88)
Gás de aterro	173,68	3,01 (50,62)	3,76 (57,63)	5,7 (99,64)
Cogeração com resíduos	115,29	3,23 (54,32)	3,84 (58,86)	5,9 – 6,55 (103,14 – 114,50)

<sup>11</sup> Cotação média no ano de 1997: 1 US\$ = 0,59460 GBP.

Tecnologias	Capacidade – DNC Contratada (MW)	NFFO-4 Preço médio p/kWh (US\$/MWh)*	NFFO-3 Preço médio p/kWh (US\$/MWh)**	NFFO-2 Preço médio p/kWh (US\$/MWh)***
Combustão com resíduos	125,93	2,75 (46,25)		
Gaseificação de biomassa	67,33	5,51 (92,67)	8,65 (132,59)	
Digestão anaeróbica	6,58	5,17 (86,95)		

\* Cotação média em 1997: 1 US\$ = 0,59460 GBP.

\*\* Cotação média em 1994: 1 US\$ = 0,65238 GBP.

\*\*\* Cotação média em 1992: 1 US\$ = 0,57204 GBP.

Fonte: IEA, 2001.

Entretanto, apesar do sucesso inegável o NFFO não conseguiu atingir este mesmo resultado no suporte de tecnologias emergentes. Não que o NFFO não contemplasse tais tecnologias, mas o que ocorreu foi um direcionamento para tecnologias específicas. Quando o governo determinava as condições dos leilões, de certa forma ele estava selecionando as tecnologias que eram consideradas promissoras e competitivas no médio prazo. Mesmo com a existência de um suporte financeiro também para pesquisa e desenvolvimento (*Research and Development Fund – R&D*), pouco se conseguiu realizar no sentido de estimular tecnologias pouco comerciais. Isto pode ser confirmado quando se verifica o número de projetos a partir de biomassa. Os poucos projetos beneficiados com o NFFO foram os baseados na gaseificação de biomassa, tecnologia considerada prioritária dentro de sua categoria (Cavaliere & Silva, 2001 b). De acordo com Bajay et al (2000), nos últimos anos foram aprovados três projetos de gaseificação contra apenas um utilizando a tecnologia BIG-CC (em Yorkshire).

Quando se analisam as características e os resultados atingidos com o NFFO, torna-se inevitável tentar estudar a sua aplicação no Brasil. Apesar do sistema elétrico brasileiro ser predominantemente hidroelétrico, ou seja renovável, a participação das fontes renováveis alternativas na geração de energia elétrica ainda apresenta-se muito tímida, mesmo com o grande potencial energético existente no país. Como no NFFO a fonte e a tecnologia eram indicadas na

chamada dos leilões, este mecanismo poderia aumentar a participação das fontes alternativas no setor elétrico nacional.

No caso específico da geração descentralizada, este tipo de mecanismo poderia ter um efeito ainda maior, já que ela se apresenta predominantemente termoelétrica no Brasil, utilizando basicamente óleo combustível ou óleo Diesel e atendendo geralmente uma baixa demanda de energia elétrica. Desta forma, o incentivo às fontes renováveis alternativas como forma de substituir o uso de combustíveis fósseis torna-se de grande relevância, especialmente quando a maior parte da geração descentralizada encontra-se na Região Amazônica. Assim, analisando o NFFO em sistemas isolados conclui-se que tal mecanismo poderia ser aplicado desde que levasse em conta algumas particularidades. Um exemplo destas seria a definição de alguns itens importantes quando da chamada de projetos. O NFFO foi concebido para entregar energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas diretamente à rede, ou seja, ao sistema interligado existente no Reino Unido. Assim, no caso de sistemas isolados, as localidades que fossem atendidas deveriam estar previstas dentro das condições dos leilões. Seria interessante também que definições contratuais fossem realizadas no caso da geradora vencedora da licitação ser também a distribuidora local.

Um outro detalhe importante seria a definição das tecnologias adotadas. Apesar de não ter promovido o desenvolvimento de tecnologias emergentes, a aplicação do NFFO nos sistemas isolados da Região Amazônica talvez não causasse este inconveniente, já que o potencial de fontes renováveis alternativas não é tão extenso, sendo os maiores relacionados à energia solar, especificamente na geração fotovoltaica, e à biomassa <sup>12</sup>.

Por fim, os bons resultados do NFFO quanto à redução do custo de geração e a exclusão de tecnologias que se tornem competitivas indicam que este mecanismo poderia ser um instrumento de redução gradativa de subsídios ao longo do tempo. Ao mesmo tempo em que se promove a busca pela eficiência das tecnologias a partir de preços teto cada vez menores, viabiliza-se a utilização competitiva destas e abre-se espaço para o desenvolvimento de outras.

---

<sup>12</sup> Na análise não se leva em conta o aproveitamento de pequenas centrais hidroelétricas, já que estas não são consideradas alternativas nesta tese.

Mesmo com os bons resultados obtidos com o NFFO no sentido de disseminar as fontes renováveis na produção de energia elétrica, atingindo cerca de 3% da geração total do Reino Unido, o governo britânico decidiu, em 1997, rever sua política de fomento às fontes renováveis. Movido pela necessidade de atingir a meta de 10% da geração total no Reino Unido a partir de tais fontes em 2010 e de contribuir efetivamente para a redução das emissões dos gases do efeito estufa, foram definidos novos mecanismos regulatórios que compõe o que vem sendo chamado de *Renewables Obligation* (Walter et al, 2000).

Este mecanismo tem como premissa impor a todas as empresas de distribuição e comercialização o atendimento de uma parcela de seu mercado com eletricidade gerada a partir de fontes renováveis alternativas de energia. Seu início estava programado para outubro de 2001, após a aprovação pelo Parlamento em Londres, devendo durar até março de 2026. Este longo prazo será dividido em períodos, no qual o primeiro se estenderá até 31 de março de 2003 enquanto que os subseqüentes corresponderão a um ano cada (DTI, 2001 b).

Para confirmar o cumprimento das metas, será criado um certificado, denominado *Renewable Obligation Certificates* – ROC, que irá atestar a procedência, a qualidade e a quantidade de energia adquirida para o atendimento dos respectivos mercados de cada concessionária. Estes certificados de “energia verde” poderão ser negociados entre as empresas num mercado que ainda será implantado e que funcionará de forma completamente separada do mercado de energia elétrica (DTI, 2001 b). A emissão de certificados, o monitoramento das informações e a regulação deste novo mercado de transações serão de responsabilidade do OFGEM, que deverá apresentar anualmente um relatório sobre o atendimento das metas.

Algumas fontes de energia renováveis, como a hidráulica de grande porte (superior a 10 MW) e os resíduos municipais, industriais e comerciais, já apresentam tecnologias bem desenvolvidas que as tornaram comercialmente viáveis, a ponto de competirem de igual para igual com as fontes fósseis no Reino Unido. Assim, o Governo decidiu chamar tais fontes renováveis de *non-eligible renewables* e excluí-las do grupo definido pelo *Renewables Obligation*. Entretanto, apesar de não fazerem parte deste mecanismo, elas estão incluídas entre as fontes renováveis que compõem a meta estipulada para o ano de 2010. A Tabela 5.5 mostra as fontes renováveis consideradas pelo *Renewables Obligation*.

Tabela 5. 5: Resumo das fontes renováveis incentivadas.

Fontes	Meta de 10% em 2010	RENEWABLES OBLIGATION
Gás de aterro	✓	✓
Gás de biodigestão de esgoto	✓	✓
Resíduo municipal, industrial e comercial	✓	
Hidro (superior a 10 MW)	✓	
Hidro (igual ou inferior a 10 MW)	✓	✓
Energia eólica <i>onshore</i>	✓	✓
Energia eólica <i>offshore</i>	✓	✓
Resíduos agroflorestais	✓	✓
Resíduos de colheitas	✓	✓
Energia das marés	✓	✓
Energia fotovoltaica	✓	✓

Fonte: DTI, 2001 b.

O *Renewables Obligation* criou opções de atendimento das metas pelas empresas fornecedoras: suprir parte de seu mercado adquirindo energia proveniente de fontes renováveis alternativas definidas pelo mecanismo; negociar a compra de ROC's no mercado de transações mostrando que um outro fornecedor estará atendendo a sua meta; ou ainda pagar algo como uma multa, chamada de *buy out price*, para a OFGEM. Esta última opção deverá funcionar da seguinte forma: quando o fornecedor não conseguir atingir sua meta num determinado ano, ele irá suprir seus consumidores com energia proveniente de fontes fósseis adquiridas a um preço, por exemplo, de 2,3 p/kWh (US\$ 33,59/MWh<sup>13</sup>) e irá pagar a OFGEM um valor de 3 p/kWh (US\$43,81/MWh<sup>13</sup>) (*buy out price* que vem sendo proposto), sendo, conseqüentemente, o preço total da energia de 5,3p/kWh (US\$ 77,41/MWh<sup>13</sup>). Assim, o *buy out price* irá auxiliar também na determinação do limite máximo que o mecanismo poderá influenciar no preço da energia ao consumidor (DTI, 2001 b).

<sup>13</sup> Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = 0,68470 GBP.

Entretanto, como o objetivo do *Renewables Obligation* é aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética do setor elétrico do Reino Unido, está sendo proposto que a receita proveniente do pagamento das multas ao OFGEM seja rateada entre todas as empresas distribuidoras e comercializadoras, na proporção dos seus respectivos mercados, ou que seja rateada apenas entre as empresas que cumprirem as suas metas. Este é um ponto que vem sendo analisado já que, após a consulta pública, muitos se pronunciaram a favor da aplicação desta receita na indústria de energia renovável e na criação de um fundo para ser utilizado em futuros projetos de geração a partir destas fontes (DTI, 2001 c).

Estes são os principais pontos deste novo mecanismo que será implementado no Reino Unido para fomentar fontes renováveis na geração de energia elétrica. Apesar de ainda estar em processo de desenvolvimento, pode-se fazer uma análise preliminar da aplicação deste mecanismo no setor elétrico brasileiro. No caso específico dos sistemas isolados, a imposição de um limite de comercialização de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis poderia, em princípio, ser aplicada em tais sistemas já que, como mencionado, eles utilizam basicamente combustíveis fósseis na geração termoelétrica.

Entretanto, no caso da implantação de um mercado de certificados de “energia verde” estaria sendo imposto às demais empresas geradoras do país a apresentação de determinados percentuais de geração a partir de fontes renováveis de energia. Em se tratando do predomínio da geração hidroelétrica no Brasil, este ponto do mecanismo exigiria que seu alvo fosse alterado para incentivar apenas fontes renováveis alternativas. Uma outra opção seria a de se condicionar a instalação de empreendimentos utilizando energia fóssil (termoelétricas) à aquisição de um certo percentual de energia do projeto em certificados de “energia verde alternativa” e/ou à própria incorporação de sistemas empregando as fontes renováveis ao parque gerador proposto. Com isto, poderia se fomentar tais fontes no sistema interligado, com o desenvolvimento e cumprimento do Programa Prioritário de Termoelétricas, em andamento, e nos sistemas isolados.

### 5.2.3. Alemanha

A Alemanha é uma república federativa composta por 16 estados funcionando com um relativo grau de descentralização governamental, assim como ocorre nos Estados Unidos.

Atualmente existem no setor elétrico alemão empresas puramente estatais, privadas e de capital misto (estatal/privado), sendo que estas últimas predominam em termos de volume de energia elétrica comercializada. Em 2000, 54% da produção de eletricidade da Alemanha era originária de usinas termoeletricas a carvão, 30% de usinas nucleares, 8% de usinas a gás, 4% de hidroelétricas, 1% de usinas a óleo combustível e 3% de fontes renováveis alternativas e resíduos (IEA, 2003).

A política energética na Alemanha vem sendo definida pelo governo tendo como objetivo integrar os aspectos políticos, econômicos e ambientais. No caso específico do incentivo às fontes renováveis de energia, havia um compromisso firmado pelo governo alemão em reduzir as emissões de dióxido de carbono do país em 25% em 2005, em relação às emissões de 1990 (Bajay et al, 2000). Além da Alemanha, outros países europeus vêm adotando diversos mecanismos para reduzir as emissões de gases que contribuem para o aumento do efeito estufa na atmosfera, seguindo, assim, as diretrizes propostas pela Comunidade Européia para o cumprimento dos compromissos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto.

Em 1991 o governo alemão promulgou uma lei sobre a compra de energia elétrica gerada por fontes renováveis em sistemas com capacidade instalada inferior a 5 MW. Esta lei, chamada de *Electricity Feed-In Law – EFL* (“*Stromeinspeisungsgesetz*”), tinha abrangência nacional e obrigava as concessionárias a comprar eletricidade produzida a partir de tais fontes, em suas áreas de concessão, pagando tarifas especiais fixadas a cada ano. Estas tarifas eram definidas para cada tipo de fonte renovável a partir de percentuais específicos aplicados sobre as tarifas médias de fornecimento aos consumidores finais nos dois anos imediatamente anteriores (Bajay, 2000). Assim, nos sistemas a partir da energia solar e eólica com qualquer capacidade aplicava-se um percentual de 90%; em sistemas até 500 kW a partir de energia hidráulica, gás de aterro, gás de biodigestores e biomassa, 80% (a partir de agosto de 1994, pois antes desta data este valor era 75%); e acima de 500 kW até 5 MW para estas últimas fontes de energia, 65% (Gutermuth, 1998). A Tabela 5.6 mostra o desenvolvimento das tarifas de 1991 até 1998.

Tabela 5. 6: Tarifas aplicadas de acordo com o EFL ente 1991 e 1998 em pfenning/kWh (US\$/MWh).

Percentuais	1991 <sup>1</sup>	1992 <sup>2</sup>	1993 <sup>3</sup>	1994 <sup>4</sup>	1995 <sup>5</sup>	1996 <sup>6</sup>	1997 <sup>7</sup>	1998 <sup>8</sup>
90%	16,61 (103,75)	16,53 (107,35)	16,57 (97,94)	16,93 (104,94)	17,28 (118,49)	17,21 (114,37)	17,15 (100,31)	16,79 (95,47)
75% até 1994 e 80% a partir de 1994	13,84 (86,45)	13,78 (89,49)	13,81 (81,63)	15,05 (93,29)	15,36 (105,33)	15,30 (101,68)	15,25 (89,20)	14,92 (84,84)
65%	11,99 (74,89)	11,94 (77,54)	11,97 (70,75)	12,23 (75,81)	12,48 (85,58)	12,43 (82,60)	12,39 (72,47)	12,12 (68,92)

100 pfenning = 1 DEM (marco alemão).

<sup>1</sup> Cotação média em 1991: 1 US\$ = 1,60092 DM.

<sup>2</sup> Cotação média em 1992: 1 US\$ = 1,53983 DM.

<sup>3</sup> Cotação média em 1993: 1 US\$ = 1,69180 DM.

<sup>4</sup> Cotação média em 1994: 1 US\$ = 1,61327 DM.

<sup>5</sup> Cotação média em 1995: 1 US\$ = 1,45830 DM.

<sup>6</sup> Cotação média em 1996: 1 US\$ = 1,50477 DM.

<sup>7</sup> Cotação média em 1997: 1 US\$ = 1,70967 DM.

<sup>8</sup> Cotação média em 1998: 1 US\$ = 1,75860 DM.

Fonte: ENER-IURE, 1999.

Desde o início da implantação da EFL, houve muitas discussões e contestações sobre alguns pontos definidos. De acordo com Gutermuth (1998) uma delas referia-se às distorções competitivas provocadas pelos diferentes custos adicionais obrigatórios de região para região, decorrentes das distintas fontes e seus respectivos percentuais (diferentes características climáticas e geológicas). Além disto, os valores adotados para a geração fotovoltaica eram considerados muito baixos, impedindo que se alavancasse o aproveitamento desta tecnologia no mercado.

Apesar destes pontos, alguns pesquisadores consideravam o EFL o grande responsável pelo rápido desenvolvimento das fontes renováveis na Alemanha. Isto pode ser verificado ao se analisar o desenvolvimento da geração eólica no país, passando de uma capacidade instalada de 60MW, em 1990, para 2.672 MW ao final de 1998. De acordo com o Relatório Financeiro da Alemanha (ENER-IURE, 1999), publicado em 1999, o desenvolvimento da energia eólica se deve em grande parte às tarifas e compras garantidas de energia elétrica definidas pela EFL. A Tabela 5.7 mostra o desenvolvimento das fontes renováveis no país.

Tabela 5. 7: Evolução das fontes renováveis no setor elétrico da Alemanha.

Tecnologias	1996		1997		1998	
	Nº plantas	Capacidade (MW)	Nº plantas	Capacidade (MW)	Nº plantas	Capacidade (MW)
Eólica	4213	1545,8	4871	1965,5	5800	2672
Bioenergia	833	357,8	919	400,3	1080	409,3
Fotovoltaica	5110	17,4	6935	25,1	9078	49,5
Hidro	5284	3365,7	5446	3382,2	5709	4600,1
TOTAL		5286,7		5773,1		7730,9

Fonte: ENER-IURE, 2001.

Em 1997 a União Européia divulgou uma diretiva referente à liberalização de mercado e à introdução de competitividade nos setores de energia elétrica e gás nos países europeus. Este fato, somado à necessidade de induzir uma distribuição mais equitativa dos custos adicionais de compra da eletricidade gerada a partir das fontes renováveis, foi fundamental para que a EFL fosse revista e alterada em abril de 1998. A emenda mantinha a obrigatoriedade de compra da energia elétrica proveniente de fontes renováveis, mas passou a limitá-la e aplicá-la às concessionárias municipais, que deveriam ter apenas 5% da energia comercializada de origem renovável. Ao atingir este nível, a obrigação de comprar mais energia gerada passava à concessionária imediatamente à montante na cadeia produtiva (regional) e, em seguida, à concessionária de nível supraregional. Uma vez atingido o nível de 5% nestas últimas, a obrigação de compra deixava de existir (Cervený & Resch, 1998). As tarifas especiais pagas pela energia elétrica gerada a partir das fontes renováveis, cuja metodologia para o cálculo fora definida na EFL original, continuavam vigorando (ENER-IURE, 1999).

De uma maneira geral, o que se verifica é que este mecanismo pode estimular o surgimento de produtores independentes operando com fontes renováveis de energia. No caso do sistema interligado brasileiro, os produtores independentes poderiam procurar os melhores potenciais das fontes para implantar os seus sistemas, já que existe um potencial variado em todo o território brasileiro. Entretanto, no caso dos sistemas isolados as alternativas de fontes renováveis são limitadas e os custos locais em geral mais elevados que no restante do país. Como existe uma

limitação de repasse dos custos de geração para as tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores, limite este representado pelo VN, certamente não existiria muitos estímulos para implantar os projetos com fontes renováveis alternativas nos sistemas isolados. Se existiam dúvidas quanto ao estímulo que os VN's das fontes renováveis alternativas causavam no próprio sistema interligado, agora estas dúvidas se concentram no estímulo que os valores econômicos de cada fonte, a serem definidos pelo MME, irão proporcionar no âmbito do PROINFA.

Com a mudança de governo na Alemanha em outubro de 1998, a emenda da EFL passou por um novo processo de discussão política. O novo governo acabou formulando dois novos objetivos para a penetração das fontes renováveis no país: dobrar a participação de tais fontes no consumo de energia primária até 2010, passando de 2% para 4%, e posteriormente aumentar esta participação para 25% até 2030 e 50% até 2050; e dobrar a participação destas fontes na produção de eletricidade do país, passando dos atuais 5% para 10% até 2010 (ENER-IURE, 2001).

Assim, para atender estes objetivos foi aprovada em março de 2000 uma nova legislação referente à geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia: *The Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources* (“*Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG*”), mais conhecida como a Lei das Energias Renováveis. Esta lei, que entrou em vigor em abril de 2000, nada mais é que a emenda da EFL, porém sem o limite de 5% estipulado anteriormente e com a ampliação para outras fontes renováveis. A partir da Lei das Energias Renováveis determina-se a obrigatoriedade de compra e aquisição de toda a energia elétrica proveniente de fontes renováveis por parte das empresas fornecedoras de energia elétrica que operam redes para o abastecimento público (chamados de operadores de rede). A eletricidade a partir de tais fontes deverá ser remunerada mediante novas tarifas especiais. Assim como a EFL, as tarifas pagas não são provenientes de taxas ou impostos, mas sim das receitas dos operadores de rede e, por isto, o governo alemão considera a Lei das Energias Renováveis um mecanismo do tipo fiscal não-taxado. A Tabela 5.8 mostra as tarifas pagas até 31 de dezembro de 2001 para cada uma das fontes renováveis contempladas pela lei.

Tabela 5. 8: Tarifas especiais pagas para cada fonte renovável no âmbito da Lei das Energias Renováveis na Alemanha até 31/12/2001.

Fontes Renováveis	Capacidade	Tarifas pfenning/kWh (US\$/MWh)
Energia hidráulica e gases de aterros e plantas de tratamento de resíduos	< 500 kW	15,00 (72,67)
	>500 kW*	13,00 (62,98)
Biomassa	< 500 kW	20,00 (96,90)
	500 kW – 5 MW	18,00 (87,21)
	5 MW – 20 MW	17,00 (82,36)
Energia geotérmica	< 20 MW	17,50 (84,79)
	>20 MW	14,00 (67,83)
Energia eólica – Onshore	-	Pelo menos durante os 5 primeiros anos
		Após os 5 primeiros anos
Energia eólica – Offshore**	-	Instaladas antes de 2006 e durante os 9 primeiros anos
		Após os 9 primeiros anos
		-
		-
Energia fotovoltaica	-	99,00 (479,65)

Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = 2,06399 DM.

\* Esta tarifa aplica-se até 5 MW de capacidade instalada.

\*\* São consideradas offshore as instalações localizadas a no mínimo 3 milhas marítimas da linha costeira base usada para determinar as águas territoriais.

Fonte: DEWI, 2002.

É importante salientar que tais normas são válidas para instalações novas, podendo ser aplicadas também para instalações reativadas ou modernizadas, desde que seus custos de renovação sejam superiores a 50% dos custos de uma instalação nova. As tarifas deverão ser cobradas durante 20 anos, independentemente do ano em que entrar em funcionamento, exceto para as instalações a partir da energia hidráulica. No caso de instalações reativadas ou modernizadas que tenham direito à Lei de Energias Renováveis e que estejam funcionando antes da entrada em vigor desta, será considerado como referência o ano de 2000 (DEWI, 2002).

Um outro fato importante definido na lei refere-se à redução gradual das tarifas. A partir de 01 de janeiro de 2002 serão reduzidas anualmente as remunerações dos empreendimentos de duas fontes renováveis que entrem em funcionamento a partir desta data: a biomassa terá uma redução de 1% na remuneração mínima e a energia eólica, de 1,5%. Além disto, em se tratando da energia solar fotovoltaica determina-se que a lei seja aplicada até que se alcance uma capacidade instalada de 350 MW, já contando com os 300 MW esperados pela implantação do Programa de 100.000 Tetos, descrito a seguir. A continuidade desta meta será garantida por uma norma a ser regulamentada posteriormente (DEWI, 2002).

Os custos associados à conexão das instalações às redes de distribuição são de responsabilidade dos operadores das instalações e tais conexões devem estar de acordo com as especificações técnicas adotadas pelas distribuidoras. Cabem às respectivas empresas distribuidoras apenas os custos relacionados ao reforço ou ampliação de rede necessários com a conexão de novas instalações em suas respectivas redes (DEWI, 2002).

Além destas leis aplicadas especificamente para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, o governo alemão promulgou em 01 de abril de 1999 uma lei chamada *Law Initiating the Ecological Tax Reform* (“*Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform*”), mais conhecida como Eco-Tax, que se aplica à eletricidade e aos óleos minerais. A idéia central é de que o bem estar nacional pode ser aumentado caso sejam internalizados os custos ambientais das atividades, inicialmente as relacionadas com a energia. Assim, ao mesmo tempo em que são introduzidas aos poucos as taxas de energia, reduz-se as contribuições aos seguros sociais. De fato, a partir da arrecadação das taxas verificou-se uma redução de 20,3% para 19,5% dos gastos

com seguros sociais e pensões, que estão sendo divididos igualmente entre patrões e empregados (ENER-IURE, 2001). As taxas aplicadas estão apresentadas na Tabela 5.9 e as receitas obtidas com a Eco-tax retornam ao comércio e às indústrias com a redução de outras arrecadações fiscais.

Tabela 5. 9: Eco-taxas aplicadas pelo governo alemão até novembro de 1999.

Produtos	Eco-taxas
Óleos minerais para motores	6,00 pfenning/l (0,0319 US\$/l)
Óleos minerais para aquecimento	4,00 pfenning/l (0,0213 US\$/l)
Gás para geração de energia elétrica	0,32 pfenning/kWh (1,7035 US\$/MWh)
Eletricidade	2,00 pfenning/kWh (10,6471 US\$/MWh)

Cotação no dia 11/11/1999, quando foram substituídas por outros valores.

Fonte: ENER-IURE, 2001.

Em novembro de 1999 o Parlamento Alemão definiu novas taxas e prazos para a Eco-tax, entre elas o aumento anual da taxa sobre a eletricidade de 0,5 pfenning/kWh (2,4225 US\$/MWh<sup>14</sup>) entre 2000 e 2003. Além disto, para estimular a implantação de plantas de cogeração foi definido que as instalações operando mensalmente com mais de 70% de sua capacidade serão excluídas da obrigação de pagarem a Eco-tax sobre os óleos minerais. As plantas de ciclo combinado operando com eficiência elétrica de pelo menos 57,5% estão isentas da taxa sobre óleos minerais por 10 anos. Os autoprodutores com capacidades instaladas de até 2 MW e os empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis também estão isentos do pagamento da Eco-tax por período indeterminado (ENER-IURE, 2001).

Somado aos mecanismos fiscais apresentados, o governo alemão vem introduzindo também outros mecanismos, denominados de subsídios. São programas, desenvolvidos no âmbito federal e estadual, em que não há expectativa de reaver os investimentos realizados, sendo considerados

<sup>14</sup> Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = 2,06399 DM.

como perdidos pelo orçamento público. Em nível estadual existem muitos programas sendo desenvolvidos, haja vista a grande descentralização governamental. Em nível federal existem o *General Funding for RES by the Ministry of Economics and Technology* (“*Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien*”), o “*250 MW Wind Programme*” e o “*100.000 Roof Photovoltaic Programme*”.

O fundo criado para as fontes renováveis de energia provém do orçamento público e pode ser aplicado de forma direta, através de doações, e de forma indireta, a partir de financiamentos com taxas de juros especiais. Na última versão, publicada em julho de 2001, estendeu-se o prazo para a aplicação deste fundo até o ano de 2003, havendo estimativas de recursos da ordem de 400 milhões DM (cerca de US\$ 194 milhões <sup>14</sup>) a serem utilizados em 2002 e 102 milhões DM (cerca de US\$ 49 milhões <sup>14</sup>), em 2003. Os financiamentos são fornecidos às instalações com capacidade superior a 100 kW para produção de calor a partir de biomassa; plantas geotérmicas; instalações e ampliações de plantas a partir de biogás (uso energético dos resíduos da agricultura) e da geração hidráulica (até 500 kW); e para plantas de cogeração a partir da biomassa. As doações são feitas às instalações com aquecimento solar, com produção de calor a partir de biomassa e aos sistemas fotovoltaicos instalados em escolas. As condições das doações são verificadas na Tabela 5.10.

Tabela 5. 10: Doações provenientes do Fundo de Fontes Renováveis de Energia.

Doações	Valores
Instalação de sistemas de aquecimento solar	170 DM (82,36 US\$)/m <sup>2</sup> de coletor Limite: 50.000 DM (cerca de US\$ 24 mil)
Instalação de plantas de produção de calor a partir de biomassa até 100 kW	100 DM (48,45 US\$)/kW Limite: 4.000 DM (cerca de US\$ 1.900)/ instalação
Instalação de sistemas fotovoltaicos em escolas > 1 kWp	6.000 DM (cerca de US\$ 2.900)/instalação

Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = 2,06399 DEM.

Fonte: Energetic Consulting, 2002.

O Programa de 250 MW de Energia Eólica foi introduzido em fevereiro de 1991 como uma extensão do Programa de 100 MW de Energia Eólica (“*100 MW Wind Programme*”) iniciado em junho de 1989. A partir do programa são feitas doações de no máximo 25% dos custos de investimento, até o limite de 90.000 DM (cerca de US\$ 43,5 mil <sup>15</sup>), e fornecidos subsídios operacionais de até 6 pfenning/kWh (29,07 US\$/MWh <sup>15</sup>) entregue à rede de distribuição pública. As últimas doações foram aprovadas em 1996 para turbinas a serem conectadas à rede em meados de 1998 (Energetic Consulting, 2002).

O Programa de 100.000 Tetos Fotovoltaicos foi iniciado em janeiro de 1999 e tem prazo até 2004. Ele é o sucessor do Programa de 1.000 Tetos introduzido em 1991 (“*1.000 Roof Programme*”) e contempla a instalação ou ampliação de sistemas fotovoltaicos com uma potência nominal de pelo menos 1 kWp. Para tanto, é administrado pela *German Credit Institution for Reconstruction* (“*Kreditanstalt für Wiederaufbau – KfW*”), que fornece financiamentos, respeitando o limite máximo de 500.000 EURO (cerca de US\$ 473 mil <sup>16</sup>), com juros zero a serem pagos em 10 anos e com o primeiro pagamento sendo realizado apenas a partir do segundo ano (Energetic Consulting, 2002).

Além dos mecanismos implementados pelo governo existe também na Alemanha a chamada eletricidade verde (“*Grüne Stromangebote*”), introduzida no setor elétrico desde 1999. Assim, como no *green marketing* existente no setor elétrico dos Estados Unidos, este mecanismo tem como filosofia o envolvimento dos consumidores para estimular a penetração da energia elétrica, proveniente de fontes renováveis, no mercado. Para tanto, é cobrada uma sobretaxa de 6 a 8 pfenning/kWh (29,07 a 38,76 US\$/MWh <sup>15</sup>) de eletricidade verde consumida. A maior crítica na Alemanha quanto à aplicação da tarifa verde refere-se ao apelo que se faz sobre a pouca competitividade das fontes renováveis frente às fontes convencionais, a ponto de ser necessário aplicar uma sobretaxa à tarifa garantida que se aplica com os mecanismos federais existentes. Ou seja, muitos consideram que as tarifas verdes negligenciam o fato de que as fontes convencionais de geração de energia elétrica são mais baratas apenas porque os efeitos ao meio ambiente não são internalizados no cálculo dos custos de geração. Caso o fossem, certamente a geração a partir das fontes renováveis poderia ser mais competitiva e até preferida (ENER-IURE, 2001).

---

<sup>15</sup> Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = 2,06399 DEM.

<sup>16</sup> Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = 1,05530 EURO.

A aplicação de todos os mecanismos apresentados alavancaram as fontes renováveis na matriz energética da Alemanha, em especial no setor elétrico. Atualmente tais fontes contribuem com 8,1% da geração de energia elétrica nacional e espera-se que em 2005 chegue-se a 12,5%, atendendo a meta estipulada pela Diretiva da Comunidade Européia, apresentada posteriormente.

#### 5.2.4. França

O setor elétrico francês é dominado pela empresa estatal *Electricité de France* – EDF, responsável por cerca de 85% da geração, 100% da transmissão e 95% da distribuição/comercialização de energia elétrica no país. A produção de energia elétrica é predominantemente nuclear, representando 73% da geração total em 1998, sendo seguida pela energia hidráulica, com 12%; usinas a carvão, com 9%; usinas a gás, com 3%; usinas a óleo combustível, com 1,5%; e outras fontes de geração, com 1,5% (IEA, 1998).

A política de fomento à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis vem sendo definida pelo governo francês e implementada pela *Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie* – ADEME. Um exemplo é o Programa de Eletrificação Rural a partir de Fontes Renováveis iniciado em 1995. Este programa visa estimular o uso de fontes renováveis, especificamente a partir da energia solar fotovoltaica, de pequenos sistemas eólicos e de pequenos sistemas hidroelétricos, na eletrificação rural em áreas remotas não conectadas à rede. Para tanto, são fornecidos subsídios de até 95% sobre o custo de capital provenientes de um fundo, chamado Fundo de Amortização dos Custos de Eletrificação – FACE, financiado pelo governo francês, pela EDF e pelos próprios consumidores (Cervený & Resch, 1998). Os recursos do FACE são destinados apenas aos sistemas que atendam a demanda de consumidores individuais, ou seja, que não produzam energia elétrica excedente às suas necessidades.

Para estimular o uso das fontes renováveis nos sistemas conectados à rede foi realizado um acordo entre o governo francês e a EDF pelo qual a empresa seria obrigada a comprar energia elétrica gerada por produtores independentes a partir de tais fontes. A tarifa baseava-se no custo marginal evitado pela EDF e, segundo Bajay et al (2000), era relativamente baixa para o real fomento das fontes renováveis. Em 1998, a tarifa média era de 0,30 FRF/kWh (50,90

US\$/MWh<sup>17</sup>), remunerando a produção de energia em PCH's (para entrega de mais de 4 TWh/ano à rede). As tarifas aplicadas aos sistemas de cogeração a partir de biomassa e resíduos municipais chegavam a até 0,40 FRF/kWh (67,86 US\$/MWh<sup>17</sup>), face à maior confiabilidade e ao maior fator de capacidade (Cervený & Resch, 1998).

Entretanto, de todas as fontes renováveis uma especial atenção foi dada à energia eólica, avaliada como a tecnologia mais próxima da viabilidade econômica (Bajay, 2000). Neste sentido, destaca-se o Programa EOLE 2005, lançado pelo governo francês em 1996 com o objetivo de promover a geração a partir desta fonte em larga escala no país. A meta era atingir uma capacidade instalada de pelo menos 250 MW em 2005, sendo a meta superior de 500 MW. De acordo com este programa, eram realizadas rodadas de chamadas para projetos eólicos que concorriam em licitações públicas, similares ao NFFO aplicado no Reino Unido e comentado anteriormente. As seleções baseavam-se em critérios como o preço de venda, o interesse econômico e industrial do projeto, as questões ambientais, as inovações tecnológicas, etc. Os contratos que garantiam a compra da energia elétrica produzida pela EDF tinham duração de 15 anos e os projetos precisavam entrar em operação em até 3 anos após a seleção (Plard & Lenas, 1997).

Este mecanismo seria muito interessante para expandir a geração eólica no sistema interligado do Brasil, já que existe um grande potencial energético em algumas regiões do país, especialmente no litoral da Região Nordeste e do Estado do Rio Grande do Sul, e seu custo de geração é relativamente mais baixo que das demais fontes alternativas. Entretanto, no caso específico dos sistemas isolados, o potencial eólico é praticamente inexistente, inviabilizando o seu aproveitamento para a geração de energia elétrica a custos razoáveis. Caso o mecanismo de leilões fosse estendido para outras fontes renováveis alternativas nos sistemas isolados, teríamos uma situação semelhante à análise feita anteriormente da aplicação do NFFO nestes sistemas.

Com o objetivo de seguir as diretivas da Comunidade Européia para a liberalização do mercado de energia elétrica e para a promoção das fontes renováveis, algumas mudanças foram realizadas para adequar o setor elétrico francês, mantido até então como monopólio estatal. Todas estas mudanças estão contempladas na Lei nº 2000-108, de 10 de fevereiro de 2000, chamada de

---

<sup>17</sup> Cotação média em 1998: 1 US\$ = 5,89440 FRF (francos franceses).

Lei da Energia Elétrica, considerada um marco regulatório pois determina a abertura do mercado francês de energia elétrica à competição. Em seu Art. 10, a lei determina que a EDF e todas as demais empresas distribuidoras têm a obrigação, desde que requerido pela empresa geradora, de comprar a energia elétrica proveniente de sistemas de cogeração e de fontes renováveis, especialmente da energia eólica. Esta obrigação se aplica apenas aos sistemas com capacidade instalada entre 215 kW e 12 MW (Brue1, 2001). Como se pode observar, à exceção da limitação da capacidade instalada dos sistemas, este mecanismo é semelhante à Lei de Fontes Renováveis adotada na Alemanha.

As tarifas de incentivo aplicadas foram fixadas pelo governo através de vários decretos. O decreto tarifário referente à energia eólica, publicado em 22 de junho de 2001, prevê contratos com duração de 15 anos e tarifas vantajosas para os primeiros 1.500 MW instalados, a fim de deslançar o aproveitamento desta fonte de energia. O custo anual será da ordem de 600 milhões de EURO (cerca de US\$ 570 milhões <sup>18</sup>) em 2010, pelos 5.000 MW esperados e será pago pelo fundo de serviço público de produção de eletricidade. Para garantir que esforços sejam realizados em prol do aumento de produtividade, foi definido que a partir do início de 2003 as tarifas aplicadas à energia eólica baixarão anualmente de 3,3% em francos constantes (valores fixos) (Ministério da Economia, das Finanças e da Indústria, 2002). A Tabela 5.11 mostra as condições das tarifas para o aproveitamento eólico.

Quanto ao aproveitamento hidroelétrico, o decreto tarifário de 25 de junho de 2001, prevê a realização de contratos com duração de 20 anos e uma remuneração de energia produzida entre 5,49 e 6,10 cEURO/kWh <sup>19</sup> (52,02 e 57,80 US\$/MWh <sup>18</sup>), conforme o fator de capacidade da instalação e a sua regularidade. Estas tarifas representam um esforço importante da coletividade em favor da energia hidráulica: para uma potência instalada de 600 MW estima-se que haverá um encargo da ordem de 90 milhões de EURO/ano (cerca de US\$ 853 milhões/ano <sup>18</sup>) em 2010, também proveniente do fundo de serviço público da produção de eletricidade (Ministério da Economia, das Finanças e da Indústria, 2002).

---

<sup>18</sup> Cotação no dia 07/06/2002: 1US\$ = 1,0553 EURO.

<sup>19</sup> cEURO = centavos de EURO.

Tabela 5. 11: Tarifas de compra da energia eólica de acordo com a Lei de Energia Elétrica.

Usinas eólicas	Tarifa 5 primeiros anos cEURO/kWh (US\$/MWh)	Tarifa 10 anos seguintes * cEURO/kWh (US\$/MWh)
Novas usinas (território continental)	8,38 (79,41)	8,38 – 3,05 (79,41 – 28,90)
Novas usinas (território além mar, Saint Pierre e Miquelon e Córscica)	9,15 (86,71)	9,15 – 4,57 (86,71 – 43,31)
Usinas antigas (território continental)	4,42 (41,88)	4,42 (41,88)
Usinas antigas (território além mar, Saint Pierre e Miquelon e Córscica)	5,95 (56,38)	5,95 (56,38)

Cotação no dia 07/06/2002: 1 US\$ = 1,0553 EURO.

\*Dependendo da duração do funcionamento constatado durante o primeiro período.

Fonte: Norton Rose, 2001.

Para as usinas de incineração de resíduos domésticos, o decreto de 2 de outubro de 2001 prevê tarifas próximas de 4,5 a 5,0 cEURO/kWh (42,64 a 47,38 US\$/MWh<sup>18</sup>), que representarão em 2010 um acréscimo da ordem de 55 milhões de EURO/ano (cerca de US\$ 52 milhões<sup>18</sup>), para novas instalações, totalizando 400 MW. No que concerne às instalações fotovoltaicas ligadas à rede, o decreto tarifário de 14 de março de 2002 fixa as seguintes tarifas: 30,5 cEURO/kWh (289,02 US\$/MWh<sup>18</sup>) para os territórios além mar, Saint Pierre et Miquelon e a Córscica; e 15,2 cEURO/kWh (144,03 US\$/MWh<sup>18</sup>) para a região metropolitana continental. Para abrir o mercado, as tarifas deverão ser complementadas pela ADEME (em geral compartilhada com as regiões) em cerca de 4,6 EURO/Wp (4,36US\$/Wp<sup>18</sup>) introduzido na rede ou 6,1 EURO/Wp (5,78 US\$/Wp<sup>18</sup>) se uma certa segurança é garantida quando a rede apresentar frequentes interrupções como é o caso dos territórios além mar (SER, 2002).

Com a introdução da Lei de Energia Elétrica foi finalizado o Programa EOLE 2005 antes de seu prazo ter sido concluído. Entre 1997 e 2000 foram selecionados 55 projetos eólicos, adicionando uma potência total de 361 MW, dos quais 70 MW estão instalados. Caso tivesse sido dada continuidade ao programa até o prazo definido (2005), estima-se que o objetivo de atingir no máximo 500 MW teria sido atingido (Norton Rose, 2001).

### 5.2.5. Comunidade Européia

A promoção da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia é uma das prioridades da Comunidade Européia, motivada não apenas pela necessidade de garantir a segurança e a diversificação do aproveitamento energético, mas principalmente de proteger o meio ambiente e garantir a coesão econômica e social dos estados-membros. Dentro deste contexto, foi estabelecida a Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu em 27 de setembro de 2001 (EUROPA, 2001).

Esta diretiva surgiu na seqüência do chamado “Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Ação Comunitários”, onde se confirmou o objetivo de, até 2010, aumentar para 12% a quota do consumo interno bruto de energia proveniente de fontes renováveis no conjunto da Comunidade, e para 22,1% a da eletricidade a partir destas fontes (EUROPA, 2002). Além disto, a diretiva também representa uma parte importante das medidas necessárias ao cumprimento dos compromissos assumidos pela União Européia quando da ratificação do Protocolo de Quioto.

As fontes renováveis a serem promovidas a partir da diretiva são: a energia solar, a eólica, a geotérmica, das ondas, das marés, hidroelétrica, biomassa, gás de aterro, gás das estações de tratamento de águas residuais e o biogás. Até 27 de outubro de 2002 e posteriormente de cinco em cinco anos, os estados-membros devem aprovar e publicar um relatório que estabeleça metas nacionais relativas ao consumo futuro de eletricidade a partir de tais fontes para os dez anos seguintes, bem como as medidas adotadas ou previstas para atingir estas metas. As metas nacionais devem levar em conta os valores referenciais indicados na diretiva para cada estado-membro, apresentados na Tabela 5.12, e precisam ser compatíveis com quaisquer compromissos nacionais assumidos para atender o Protocolo de Quioto (EUROPA, 2001).

Para garantir a origem da energia elétrica a partir de fontes renováveis, a diretiva prevê um sistema de certificados, a entrar em funcionamento em outubro de 2003, que deverá conter a fonte de energia renovável, a data e o local de produção e, no caso das hidroelétricas, a capacidade das mesmas. Além de servir como garantia, este sistema irá facilitar o futuro

comércio de certificados e aumentar a transparência, simplificando a escolha do consumidor (IWR, 2002).

Tabela 5. 12: Metas referenciais de cada estado-membro da Comunidade Européia de acordo com a Diretiva 2001/77/CE.

Estados-Membros	Participação das fontes renováveis em 1997 (TWh)	Participação das fontes renováveis em 1997 (%)	Meta das fontes renováveis em 2010 (%)
Bélgica	0,86	1,1	6,0
Dinamarca	3,21	8,7	29,0
Alemanha	24,91	4,5	12,5
Grécia	3,94	8,6	20,1
Espanha	37,15	19,9	29,4
França	66,00	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Itália	46,46	16,0	25,0
Luxemburgo	0,14	2,1	5,7
Holanda	3,45	3,5	9,0
Áustria	39,05	70,0	78,1
Portugal	14,30	38,5	39,0
Finlândia	19,03	24,7	31,5
Suécia	72,03	49,1	60,0
Reino Unido	7,04	1,7	10,0
TOTAL da Comunidade	338,41	13,9	22,0

Fonte: IWR, 2002.

As questões relativas à interligação ao sistema de rede também são contempladas pela diretiva, buscando velar para que os custos elevados de ligação não prejudiquem o desenvolvimento das fontes renováveis nem o bom funcionamento do mercado interno de energia elétrica em cada estado-membro.

### 5.3. Considerações Finais

As principais regulamentações referentes às fontes renováveis alternativas de energia no Brasil foram desenvolvidas recentemente e, por este motivo, ainda não se pode afirmar que seus objetivos serão plenamente atingidos. Entretanto, algumas análises podem ser realizadas quanto às características que cada mecanismo apresenta.

A utilização dos recursos obtidos com a Resolução ANEEL nº 271/00 em projetos de P&D de interesse estratégico das próprias empresas concessionárias (P&D competitivos que visavam apenas reduzir seus custos e garantir o seu lucro) reforçou a idéia de que nem tudo no setor elétrico poderá ser resolvido pela mão invisível do mercado e que é necessário desenvolver mecanismos específicos para garantir que alguns serviços de energia elétrica (pouco atrativos sob o ponto de vista econômico) continuem sendo fornecidos. Neste sentido, a criação do Fundo Setorial foi de extrema importância, permitindo a divisão dos recursos para P&D entre projetos de interesse público e de interesse das empresas privadas.

No longo prazo, espera-se que os investimentos em P&D através dos recursos deste Fundo venham a auxiliar na redução dos custos da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas, abrindo o caminho para torná-las competitivas com as demais fontes convencionais do setor nacional. Entretanto, até o momento pouquíssimos sistemas com fontes renováveis alternativas foram colocados em operação no âmbito dos mecanismos apresentados. Ou seja, no curto prazo nenhum dos mecanismos regulatórios apresentou-se atrativo a ponto de sensibilizar as empresas de geração a investir nestas fontes, o que põe em questão a sua efetividade. Como mencionado anteriormente, parte deste desinteresse foi decorrente dos VN's estipulados para as fontes renováveis alternativas, que além de pouco atrativos, não levavam em conta os diferentes potenciais de cada fonte em cada região. Assim, muito ainda precisa ser feito para incrementar o uso das fontes renováveis alternativas no setor elétrico brasileiro.

Por outro lado, os esforços empreendidos por diversos países mostram que é possível atingir este objetivo. Todos os países mencionados anteriormente vêm conseguindo aumentar a participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica, seja através de subsídios fornecidos pelo governo a fundo perdido, seja através de mecanismos de incentivo. Motivados por questões em comum, como a necessidade de reduzir a dependência energética, as emissões de

“gases do efeito estufa”, etc. cada país adotou linhas de incentivo diferentes: a criação de um fundo arrecadado a partir de uma sobretaxa, os leilões de energia a partir de fontes renováveis e as ecotaxas. Apesar disto, o que se verifica atualmente é a convergência para um sistema específico: a obrigatoriedade de adquirir a energia gerada a partir de fontes renováveis alternativas mediante o pagamento de uma tarifa especial, mais elevada, cobrada a todos os consumidores de energia elétrica. Quando se analisa este sistema, observa-se que algo parecido já vem sendo realizado no Brasil com a CCC nos sistemas isolados e deverá ocorrer com o PROINFA no sistema interligado.

No caso da sub-rogação da CCC, infelizmente, o suporte à geração a partir de fontes renováveis alternativas, como estava previsto para os sistemas isolados, está sendo mínimo, havendo um predomínio do uso deste recurso na geração termoelétrica a partir de óleo Diesel e óleo combustível. Mesmo com as alterações verificadas na recente resolução publicada pela ANEEL, ainda pairam dúvidas quanto ao efetivo uso deste recurso para estimular as fontes renováveis alternativas. Já no caso do PROINFA, apesar de ainda existirem alguns pontos aguardando uma regulamentação, observam-se algumas características positivas e negativas. As positivas concentram-se na obrigatoriedade de compra da energia gerada e na distribuição igualitária da contratação de capacidade entre as fontes consideradas. As negativas referem-se a ausência de um sistema de redução gradual dos incentivos do programa no longo prazo e ao pouco incentivo ao desenvolvimento de uma indústria nacional de tecnologias a partir de fontes renováveis alternativas. Um ponto preocupante no programa refere-se à destinação dos recursos da CDE, que não serão utilizados apenas para atender o programa mas também para o desenvolvimento da universalização e outros fins. Caso a universalização sinalize de forma mais efetiva para o uso de fontes renováveis alternativas, este ponto será benéfico. Caso contrário, ainda existe alguma chance de obter recursos financeiros externos para o programa, já que o CNPE pretende enquadrar o PROINFA no âmbito do MDL da Convenção Quadro de Mudanças Climáticas das Nações Unidas.

Uma característica importante dos mecanismos internacionais apresentados consiste na redução gradual dos incentivos dentro do prazo estipulado. Esta medida está totalmente coerente com o objetivo principal: estimular o uso de tais fontes até que elas se tornem competitivas com as fontes tradicionais e não necessitem mais de incentivos. No caso brasileiro, isto só veio a

ocorrer na recente regulamentação da CCC, onde existe um fator de redução dos dispêndios com este recurso. O mesmo, infelizmente, não ocorre no PROINFA.

Um outro fato consiste nas vantagens estratégicas que estão por trás dos mecanismos internacionais. O pagamento de uma tarifa mais elevada pode refletir na renda dos consumidores mas existe, em contrapartida, um grande interesse por parte dos governos em desenvolver uma indústria de tecnologias de fontes renováveis. Uma prova disto é que muitos países vêm atacando outras barreiras à disseminação de tais fontes, tais como a ausência de linhas de crédito específicas, a inexistência de mecanismos de fomento de natureza fiscal (isenções, descontos, etc.), a falta de difusão de informação, etc. Assim, o encargo da tarifa acaba sendo revertido para a própria população, com a criação de mais empregos e qualificação de mão-de-obra; e para o país, com o desenvolvimento de um novo nicho de mercado: o das fontes renováveis alternativas. E neste sentido, como comentado anteriormente, quanto maior o investimento em pesquisa e desenvolvimento das tecnologias de geração de energia elétrica a partir de tais fontes, menores serão os seus respectivos custos e maiores as chances de penetração no setor elétrico.

Mas além de dominar a tecnologia, é preciso também viabilizar a industrialização desta tecnologia no país para que se obtenha o retorno do investimento realizado em pesquisa e desenvolvimento. Assim, torna-se fundamental e urgente criar mecanismos para incentivar o desenvolvimento de uma indústria nacional de tecnologias a partir de fontes renováveis alternativas, já que muito pouco foi feito no país neste sentido até o momento. Recentemente o PROINFA incluiu em seus procedimentos um índice de nacionalização de equipamentos, mas se restringiu apenas aos fabricantes de equipamentos de geração, não se estendendo a todas as empresas que venham a se constituir como PIA's.

Assim, uma proposta que aqui se faz é que sejam incluídos índices mínimos de nacionalização sempre que se incentivar a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis alternativas no Brasil como, por exemplo, um percentual mínimo obrigatório de equipamentos nacionais utilizados. Somado ao mecanismo legal, deveriam ser criados mecanismos financeiros para fomentar a pesquisa e desenvolvimento destes equipamentos, e posteriormente mecanismos fiscais, que estimulassem a instalação de fabricantes no país. Estes mecanismos deveriam ser gradualmente retirados na medida em que se consolidasse o mercado de tecnologia das fontes renováveis alternativas. Com isto, se atacaria o principal entrave à disseminação destas fontes:

seu maior custo quando comparado às fontes tradicionais. Ao mesmo tempo, a sociedade, que estará pagando mais por estas fontes, seria compensada com outros benefícios como a geração de empregos, domínio de tecnologias e menores impactos ambientais.

No que se refere à redução dos impactos ambientais, a criação de certificados verdes alternativos poderia ser utilizada para diferenciar e privilegiar as empresas que utilizassem fontes renováveis alternativas, assim como ocorre com os certificados de qualidade ISO 9000 e ISO 14000 utilizados inclusive como marketing empresarial. Por outro lado, a possibilidade de comercializar os certificados alternativos num mercado à parte do mercado de energia elétrica poderia ajudar a estimular o investimento em tais fontes, mas de nada servirá se não for efetivamente implantado e respeitado. E neste sentido, é fundamental mudar a mentalidade das empresas quanto à questão ambiental, deixando de lado a imagem de atividade onerosa (sob o ponto de vista econômico) que sempre pairou sobre o tema.

Além disto, volta-se a enfatizar que é fundamental levar em consideração os dois sistemas elétricos existentes no Brasil quando do desenvolvimento de mecanismos regulatórios no setor. Não é possível desenvolver um mecanismo único que venha a ser adotado no sistema interligado e nos sistemas isolados, uma vez que suas peculiaridades energéticas, sociais, econômicas, políticas, culturais etc. são singulares e sua distinção deve ser respeitada para que o resultado seja efetivo. Assim, levando em conta este fato, o capítulo seguinte trata deste sistema tão peculiar que é o sistema isolado, especialmente por se encontrar em sua grande maioria na Região Amazônica Brasileira.

## Capítulo 6

### O Caso Específico da Região Amazônica

Como comentado anteriormente, os sistemas isolados apresentam características peculiares que os distinguem do restante do país. Levando em consideração que os mecanismos para fontes renováveis alternativas contribuiriam com um importante resultado e seriam mais úteis nestes sistemas, onde a geração descentralizada está mais presente e mais necessitada de soluções, este capítulo apresenta um estudo de caracterização dos sistemas isolados da Região Amazônica. A escolha desta região se deve ao fato de que a maior parte destes sistemas encontra-se na denominada Amazônia Legal, o que torna ainda mais relevante o estudo dos impactos ambientais envolvidos nos processos de geração de energia elétrica.

Dessa forma, o levantamento dos potenciais e das possibilidades de utilização de fontes renováveis alternativas de energia nesta geração descentralizada é muito importante, até mesmo em termos de competitividade econômica. De fato, apesar do custo de geração através de fontes renováveis alternativas ser geralmente mais elevado que dos sistemas tradicionais, no caso das regiões isoladas da Amazônia estes sistemas tradicionais também possuem custos elevados em função, principalmente, do custo do transporte dos combustíveis, tornando-se mais próximos daqueles obtidos com as fontes renováveis alternativas (Silva & Cavaliero, 2001).

Assim sendo, tomou-se como a região de estudo aquela, pertencente à Amazônia Legal, que não está conectada ao sistema interligado. A unidade geográfica utilizada foi a municipal, de forma a facilitar a definição espacial, a obtenção de dados, etc., não se imaginando qualquer deficiência importante pelo uso deste critério para o tema a ser abordado. A partir desta

metodologia de pesquisa, foi feito um estudo sobre as características históricas, sócio-econômicas, energéticas e ambientais da região, apresentadas a seguir. O estudo foi enriquecido pela realização de pesquisas de campo que permitiram conhecer de forma mais profunda a realidade dos sistemas isolados, especialmente do interior.

Com relação à disponibilidade de dados, foi constatada uma enorme dificuldade para obtê-los de forma coerente e atualizada, o que só foi possível para anos anteriores, resultando na utilização e apresentação de dados consolidados de 5 a 6 anos atrás. Entretanto, acredita-se que este fato não venha a influenciar sobremaneira as conclusões do trabalho, uma vez que não se espera alterações de grande magnitude nas informações.

#### **6.1. A Região Amazônica Brasileira**

A Amazônia Legal Brasileira compreende os Estados do Amapá, Amazonas, Acre, Rondônia, Roraima, Mato Grosso, Pará, Tocantins e aproximadamente metade do Maranhão. Uma parte significativa desta região já se encontra conectada aos sistemas interligados, seja ao sistema Norte/Nordeste, como é o caso da quase totalidade do Maranhão e a maior parte do Pará, seja ao sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, como ocorre com praticamente todo o Tocantins e boa parte de Mato Grosso. Assim sendo, os Estados do Maranhão e Tocantins e uma boa parte dos municípios de Mato Grosso foram excluídos da região de interesse, sendo que apenas 38 desses foram considerados. No caso do Pará, dado a expansão das linhas de transmissão até à margem direita do Rio Amazonas, foram incluídos apenas os municípios da margem esquerda deste rio, em número de oito.

Portanto, a região geográfica selecionada para o estudo, denominada Região Amazônica Isolada - RAI, compreende um total de 213 municípios que totalizam 3.054.646,2 km<sup>2</sup>, equivalentes a 59,8 % da área da Amazônia Legal e 35,7 % do território brasileiro. Esta região está mostrada na Figura 6.1 a seguir.

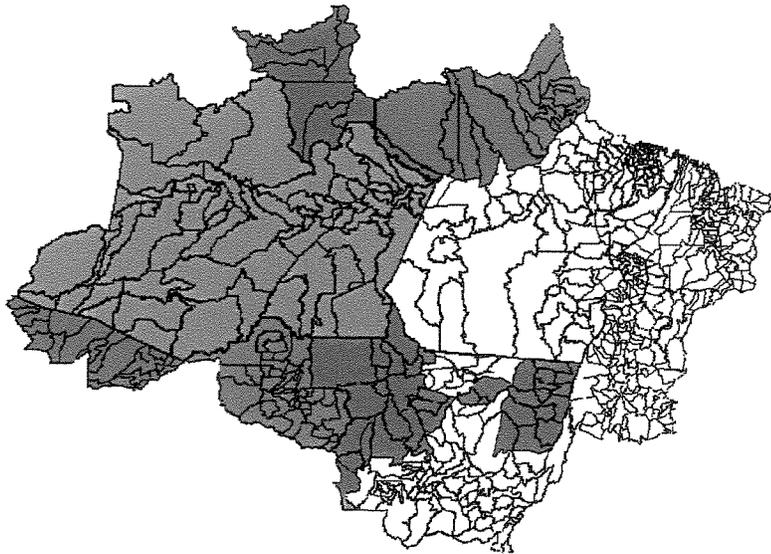


Figura 6. 1: Região Amazônica Isolada – RAI (em cores).

Fonte: Elaboração Própria.

### 6.1.1. *Características Históricas*

A história do desenvolvimento sócio-econômico da RAI é a própria história da ocupação da Amazônia Brasileira, sendo que os ciclos econômicos e as políticas implementadas por diferentes governos em geral abarcaram toda a região, havendo poucas localidades com características diferenciadas, entre as quais Manaus é talvez a maior exceção.

A ocupação e desenvolvimento econômico da Amazônia Brasileira podem ser divididos em ciclos, alternando períodos de estagnação e expansão. O primeiro ciclo de expansão, ocorrido entre 1880 e 1910, é conhecido como o Ciclo da Borracha. Após a descoberta do processo de vulcanização da borracha por Goodyear em 1844, e as inúmeras aplicações subseqüentes deste material, principalmente na indústria automobilística que se desenvolvia rapidamente em todo o mundo, ocorreu no mercado internacional uma grande procura pelo látex extraído das seringueiras, espécie nativa da Floresta Amazônica. Nesta mesma época, a Região Nordeste do Brasil sofreu uma de suas piores secas (1877 a 1879), reforçando a migração das populações desta região para a Amazônia.

Este ciclo durou até a primeira década do século XX, quando o látex brasileiro perdeu mercado para o produzido no Oriente. Em poucos anos instalou-se uma grave crise econômica e social na região, levando a um período de estagnação que durou quase meio século, apenas suavizada por um curto período de recuperação do mercado mundial de látex durante a Segunda Guerra Mundial, quando os países produtores do Oriente tiveram suas atividades prejudicadas pela guerra.

Até o início do Ciclo da Borracha, o energético predominantemente utilizado na Região Amazônica era a biomassa (lenha). Durante o ciclo, em vista da riqueza econômica gerada pelo látex, foi possível a introdução de novos energéticos nos dois principais centros urbanos da região: Manaus e Belém, inicialmente com o uso de “gás de rua” para iluminação (Manaus em 1856) e depois, eletricidade de origem térmica para iluminação e transporte (Belém em 1905 e Manaus em 1909). Iniciava-se, assim, a implantação progressiva de usinas termoelétricas na região.

No período de estagnação que se seguiu ao fim do Ciclo da Borracha, algumas iniciativas foram implementadas com o objetivo de promover a retomada do desenvolvimento da Amazônia, como por exemplo a criação de um programa de desenvolvimento regional e de um fundo para financiá-lo, previstos na Constituição de 1946, e a Superintendência de Valorização Econômica da Amazônia – SPVEA em 1953, tendo como finalidade promover atividades extrativas, agrícolas, pastoris, minerais e industriais. No entanto, passados dez anos de atuação na Amazônia, as metas de desenvolvimento econômico atingidas na região foram consideradas modestas (Hall, 1991).

Somente a partir da instalação do regime militar no Brasil em 1964 é que a Região Amazônica passou por um novo ciclo de expansão, motivada pela visão geopolítica dos militares no governo com relação à ocupação desta área do país. Esta visão pode ser sintetizada no ato do Presidente Costa e Silva, em 1969, transferindo o Comando Militar da Amazônia de Belém para Manaus, o que significou uma mudança do pólo irradiador da ação governamental militar na Amazônia, da região leste para a oeste.

O Presidente Castelo Branco transformou a SPVEA em Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM, sendo este último um órgão de maior poder de

coordenação regional (Lei nº 5173/66). Ele também transformou o Banco de Crédito da Amazônia no Banco da Amazônia e deu-lhe mais influência e recursos. Foi também criada a Superintendência de Desenvolvimento da Zona Franca de Manaus – SUFRAMA, com os objetivos de dar suporte na atração de empresas para a região oeste da Amazônia, transformada numa área de livre comércio de importação e exportação, e também para gerenciar incentivos fiscais especiais destinados ao desenvolvimento de centros industriais, comerciais e agropecuários. Em 1970, o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, através do Ministério de Minas e Energia, criou o Projeto Radar da Amazônia – RADAM, tendo como objetivo a realização de levantamento aerofoto-gramétrico de toda a Amazônia.

Houve, na década de 1970, grande desenvolvimento viário na Amazônia, principalmente no governo do Presidente Médici. Além das rodovias vislumbradas no plano do governo do Presidente Castelo Branco, foram inseridas no Plano de Viação Nacional de 1973 outras rodovias, como por exemplo: a Transamazônica (2.300km), a Abuanã – Guajará-Mirim (130km) e a Perimetral Norte – Macapá – Caracarái – Içana – Mitu/fronteira Colômbia (2.450km). Foram também previstas melhorias e construções no setor hidroviário, envolvendo portos nos rios Amazonas, Purus, Xingu e Tocantins. Houve, ainda, a introdução e ampliação de aeroportos em todos os estados e territórios da região.

As rodovias Transamazônica e Cuiabá-Santarém foram de grande importância no Plano de Integração Nacional – PIN, no governo do Presidente Médici, destinado a promover a exploração e ocupação da região, através de um plano de colonização baseado na estratégia de pólos de desenvolvimento. No entanto, a não disponibilidade de recursos no momento da crise do petróleo, em 1973, tornou este modelo inviável, sendo logo abandonado.

Em 1975 foi lançado o Programa de Pólos Agropecuários e Agrominerais da Amazônia – POLOAMAZÔNIA, com a função de retomar o modelo anteriormente adotado através da revitalização dos pólos já criados. Houve ações em Xingu-Araguaia (pólo agroindustrial de Suiá-Missu), Carajás (formação de núcleos agropecuários de apoio à exploração ferrífera), entre outros. Entretanto, os planos de ocupação da Amazônia, definidos pelo PIN e pelo POLOAMAZÔNIA, não foram totalmente implementados pois grande parte dos recursos destinados à região foi redirecionada à questão da crise do petróleo, que se alastrava desde 1973 no país (Mattos, 1980).

No II PND – Plano Nacional de Desenvolvimento, que cobriu o período 1975/79, foram realizados diversos investimentos em empreendimentos no país, apoiados em financiamento externo e associação com o capital estrangeiro. Em 1979, houve o segundo choque dos preços do petróleo e em 1980 ocorreu um forte aumento nos juros do capital estrangeiro, o que elevou a dívida externa.

Mesmo com as dificuldades no cenário internacional, o governo brasileiro deu prosseguimento aos investimentos, especialmente nos projetos de mineração na Região Amazônica, com destaque para o Programa Grande Carajás, que envolve uma área de 895.265km<sup>2</sup>, compreendendo diversos pólos como o Ferro Carajás, Cobre Carajás, ALBRAS – ALUNORTE (Pará), ALUMAR (Maranhão), Ferrovia Carajás-São Luís, UHE Tucuruí, Projeto Jarí (celulose), Projeto Trombetas (bauxita), etc., além de infra-estruturas habitacionais e de vias de escoamento desses produtos (Loureiro, 1992). O modelo de dependência, ou relação econômica da região, com o capital estrangeiro pode ser verificado, por exemplo, no custo da energia paga pelas empresas produtoras de alumínio. A ALBRAS (Pará) e a ALUMAR (Maranhão) pagavam, em 1986, US\$ 0.15/kWh, enquanto o custo de produção da hidroelétrica de Tucuruí era de US\$ 0.32/kWh (Valverde, 1989).

Acompanhando estes investimentos na Região Norte do país, houve neste período um aumento significativo da capacidade instalada de geração de energia elétrica, principalmente com o incremento da geração hidráulica, o que é coerente com as crises de suprimento de petróleo já citadas. Entretanto, como o prazo para conclusão de hidroelétricas de pequeno e médio porte é de 10 a 15 anos, sendo de 15 a 20 anos para obras de grande porte, os resultados desta política começaram a aparecer apenas em meados dos anos 70, culminando com a entrada em funcionamento da UHE Tucuruí em 1984, época em que também se encerrava o regime militar no Brasil.

A década de 80 representou para o Brasil o fim de uma época de grande crescimento econômico, entrando o país em uma nova fase com períodos de recessão e estabilizações ou crescimentos de curto prazo, sendo a instabilidade econômica-financeira uma característica marcante até os dias de hoje. Como reflexo desta situação, a Região Amazônica entrou em um novo período de estagnação econômica, sendo que muitos dos projetos previstos, como o Grande

Carajás, Jari, etc., foram abandonados ou se desenvolveram em um ritmo muito mais lento que o programado.

Ainda como reflexo da política dos militares para a Amazônia, deu-se continuidade ao Projeto Calha Norte, um plano de ocupação sistemática de áreas estratégicas ao norte dos rios Amazonas e Solimões. Em 1985 foi criado um grupo de estudo interministerial, sob a direção do general Rubens Bayma Denys, Secretário-Geral do Conselho de Segurança Nacional, e sob controle direto do Presidente da República. Compreendendo uma faixa de 6.500 km ao longo da fronteira do Brasil com Colômbia, Venezuela, Guiana e Suriname, o projeto demonstrava, primeiramente, forte característica militar ao declarar a presença militar permanente na fronteira como um dos objetivos, incluindo também o aumento das relações bilaterais com países vizinhos, a definição de novas políticas de relação com os índios, e a criação de pólos de desenvolvimento, através de estradas e hidrelétricas. Nas formulações políticas para o projeto, e em acréscimo aos interesses geopolíticos, houve um grande esforço do governo em viabilizar a exploração da enorme riqueza mineral local, preferencialmente por grandes empresas minerais, comerciais e agrícolas, direcionadas à exportação, apoiadas em aliança com o Estado (Hall, 1991).

Nos últimos anos o governo de Fernando Henrique Cardoso elencou para Região Amazônica vários projetos dentro dos Programas Brasil em Ação e Avança Brasil, destacando-se, a construção da hidrovia do Rio Madeira (envolvendo os Estados de Rondônia e Amazonas), da Hidrovia Araguaia-Tocantins (Pará, Mato Grosso, Tocantins e Maranhão) e principalmente, na área de energia, a exploração do gás natural de Urucu (Amazonas), a interligação do sistema elétrico Sul-Sudeste/Centro-Oeste ao sistema Norte/Nordeste (Pará e Tocantins) e a linha de transmissão de Tucuruí (Pará).

Quanto ao suprimento energético da Região Amazônica, a entrada em operação de hidroelétricas de maior porte na década de 80 (Tucuruí no Pará em 1984, Balbina no Amazonas em 1989 e Samuel em Rondônia em 1989) alterou significativamente o perfil do suprimento de energia elétrica da região, invertendo-se o predomínio da geração térmica pela hidráulica nas capitais.

Com relação à RAI, na qual se situam apenas regiões fora dos sistemas interligados, o perfil da evolução da capacidade instalada é bastante diferente. Subtraindo-se praticamente todo o

sistema isolado do Estado do Pará e acrescentando-se os do Mato Grosso, observa-se que o resultado sem dúvida será muito próximo do obtido subtraindo-se o Estado do Pará da Região Norte, o que está mostrado na Figura 6.2 a seguir.

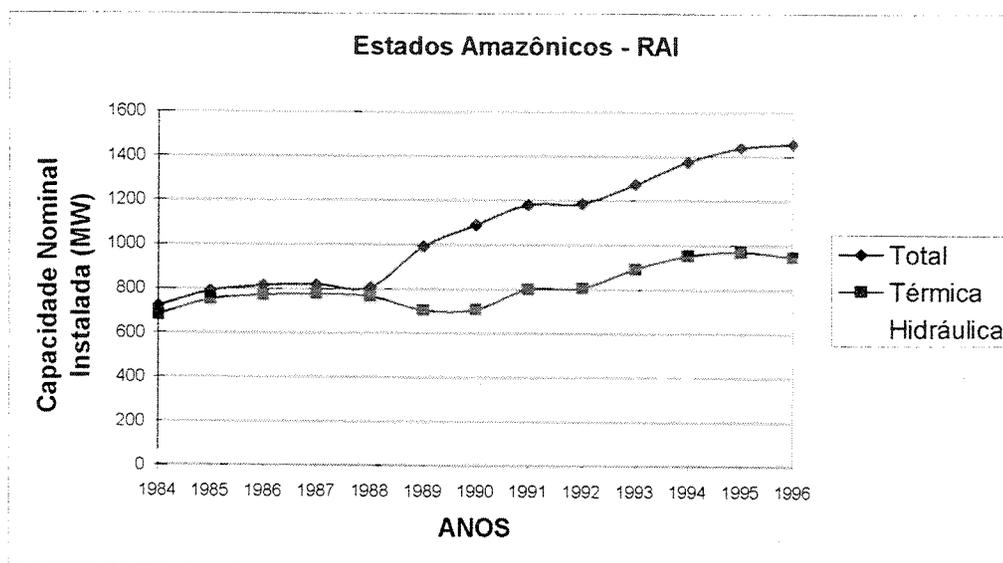


Figura 6. 2: Evolução da potência instalada de geração de energia elétrica nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima entre 1984 e 1996.

Fonte: IBGE (1985-1997).

Neste caso percebe-se facilmente o predomínio da geração térmica sobre a hidráulica, efeito da subtração da enorme capacidade instalada da UHE Tucuruí. Considerando-se que a UHE Balbina possui uma capacidade instalada de 250 MW e a UHE Samuel de 216 MW, conclui-se que são praticamente estas duas usinas as responsáveis pela capacidade de geração hidráulica da RAI. Quanto à geração térmica, esta praticamente permaneceu a mesma, próxima de 1.000 MW.

### 6.1.2. Características Sócio-Econômicas

Existem muitas características sócio-econômicas comuns aos municípios pertencentes à RAI, como a baixa densidade populacional, economia com forte componente extrativista, baixo índice de industrialização (exceto em alguns pólos como Manaus), carência de infra-estrutura básica (água encanada, rede de esgotos, etc.), e outras.

A população dos estados amazônicos tem sofrido fluxos e refluxos migratórios durante toda a sua história de ocupação. No momento, o crescimento populacional desta região está um pouco acima da média nacional, com tendência de queda mais acentuada a ponto de se aproximar desta. A Tabela 6.1 mostra a população da RAI desde o último Censo do IBGE, em 1991 (IBGE, 1992), até a última contagem da população brasileira (1996).

Tabela 6. 1: Evolução da população da RAI de 1991 a 1996 (população residente).

Estado	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Acre	417.718	<i>430.347</i>	<i>443.650</i>	<i>456.962</i>	<i>470.259</i>	483.593
Amapá	289.397	<i>307.358</i>	<i>325.330</i>	<i>343.330</i>	<i>361.364</i>	379.459
Amazonas	2.103.243	<i>2.155.951</i>	<i>2.214.124</i>	<i>2.272.396</i>	<i>2.330.794</i>	2.389.279
Mato Grosso <sup>(1)</sup>	256.366	<i>279.045</i>	<i>291.415</i>	<i>303.673</i>	<i>314.373</i>	325.302
Pará <sup>(2)</sup>	237.277	<i>242.692</i>	<i>248.102</i>	<i>253.482</i>	<i>258.831</i>	264.158
Rondônia	1.132.692	<i>1.152.041</i>	<i>1.171.520</i>	<i>1.190.836</i>	<i>1.210.121</i>	1.229.306
Roraima	217.583	<i>223.523</i>	<i>229.441</i>	<i>235.348</i>	<i>241.257</i>	247.131
Total RAI	4.654.276	<i>4.790.957</i>	<i>4.923.582</i>	<i>5.056.027</i>	<i>5.186.999</i>	5.318.228

<sup>(1)</sup> Apenas os 38 municípios da RAI; valores em itálico estimados pela FIBGE.

<sup>(2)</sup> Apenas os 8 municípios da RAI.

Valores em itálico (exceto Mato Grosso): estimativas ajustadas para os dados censitários de 1991 e 1996.

Fonte: Elaboração própria.

Considerando-se a área total da RAI definida anteriormente, ou seja, de 3.054.646,2 km<sup>2</sup>, obtém-se para esta região uma densidade populacional de 1,74 hab./km<sup>2</sup> (1996) que, enquanto valor médio, esconde diferenças regionais significativas, como pode ser observado na Figura 6.3. Estas diferenças fazem com que dificilmente as análises e o encaminhamento de soluções para os problemas da região sejam únicos, havendo portanto a necessidade de se tratar diferentes localidades de forma diferenciada, quase caso a caso, condicionando significativamente qualquer abordagem sobre a RAI.

Outra característica que pode ser observada na Figura 6.3 é que as estradas passaram a ser agregadoras de população, o que é natural, porém com uma influência até maior que os rios da

região, que vem sendo utilizados como meios de transporte desde o início da colonização amazônica.

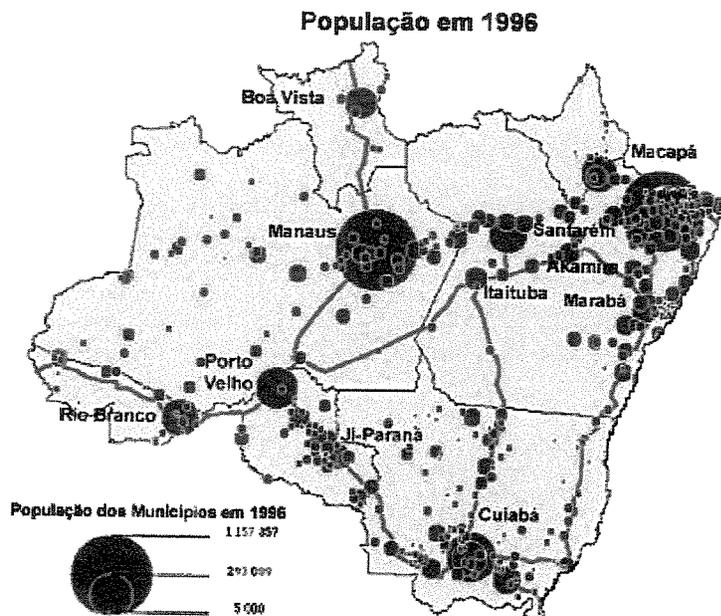


Figura 6. 3: Distribuição populacional nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia e Roraima.

Fonte: Amazônia, 2000.

Do ponto de vista econômico, com exceção de Manaus e sua Zona Franca relativamente industrializada, a RAI apresenta características bastante semelhantes em suas diversas regiões, predominando as atividades extrativistas de madeira, da borracha, sementes e plantas oleaginosas.

Uma decorrência das atividades econômicas é a pequena participação não só da RAI, mas de toda a Região Norte do Brasil (Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará Tocantins, Rondônia e Roraima) no PIB brasileiro, que foi de 4,42 % em 1997 (R\$ 38.217 milhões), sendo que para a RAI este número cai para 2,53 % no mesmo ano (R\$ 21.910 milhões), desconsiderando-se os 8 municípios do Pará e os 38 de Mato Grosso que integram a região. Estes valores colocam a maioria dos estados da RAI entre os últimos no “ranking” de participação no PIB brasileiro: Rondônia (23º lugar), Amapá (25º lugar), Acre (26º lugar) e Roraima (27º lugar). Quanto ao PIB

*per capita*, os valores não diferem tanto da média nacional (5,4 R\$/hab.), em dados para 1997, melhorando suas participações no “ranking” nacional: 2,6 R\$/hab. para o Acre (18º lugar), 3,8 R\$/hab. para o Amapá (12º lugar), 5,8 R\$/hab. para o Amazonas (6º lugar), 3,3 R\$/hab. para Rondônia (14º lugar) e 2,4 R\$/hab. para Roraima (22º lugar). Mesmo assim, considerando que estados brasileiros com PIB per capita muito superiores a estes, como é o caso do Distrito Federal, primeiro no “ranking” de 1997 com 10,5 R\$/hab., enfrentam graves problemas financeiros, os estados da RAI apresentam baixos valores em seus indicadores sociais, com deficiências sérias em infraestrutura, elevados índices de analfabetismo, falta de saneamento básico e, principal objeto deste estudo, deficiências no suprimento de energia elétrica.

### *6.1.3. Características Energéticas*

A geração de energia elétrica nos sistemas isolados pode ser dividida entre o atendimento das capitais e o atendimento do interior dos estados. Nas capitais predomina a geração termoelétrica de maior porte, sendo que em Manaus, Porto Velho e Macapá o suprimento conta com a contribuição significativa da geração hidroelétrica, respectivamente pelas usinas de Balbina (250 MW), Samuel (216 MW) e Coaraci Nunes (40 MW). No interior predominam os sistemas de médio e pequeno porte com motor-gerador, em geral consumindo óleo Diesel.

No início de 2000, os Estados do Amazonas, Rondônia, Acre, Amapá e Roraima possuíam um parque gerador de 2.134 MW (93% do total dos sistemas isolados do país), sendo 1.791 MW instalados nas capitais (72% em termoelétricas e 28% em hidroelétricas) e 343 MW no interior (90% em termoelétricas e 10% em pequenas centrais hidroelétricas – PCH’s) (ELETROBRÁS, 2000).

De acordo com Valente & Almeida (1996), atualmente existem mais de 300 grupos geradores diesel com potência variando desde dezenas de quilowatts até 10 MW, operados por concessionárias nacionais de energia elétrica. Apesar de muitas comunidades serem supridas com energia elétrica, verifica-se que na maioria dos casos o atendimento do interior é precário. Esta má qualidade do serviço de energia elétrica é normalmente causada pelo funcionamento dos motores sob condições de baixa carga e também pela idade avançada de muitos dos utilizados (Cavaliero & Silva, 2000).



e Rondônia. Como a quase totalidade do interior é atendida por sistemas térmicos consumindo óleo Diesel, todos estes integram a CCC.

Com relação ao consumo de energia elétrica na RAI, a Tabela 6.2 mostra os dados referentes aos anos de 1995 a 1999 baseados no Balanço Energético Nacional – BEN, do Ministério das Minas e Energia – MME (2000 a), excetuando-se os dados dos municípios de Mato Grosso, que foram obtidos junto à CEMAT (CEMAT, 1999). Não foram incluídos na tabela os oito municípios do Estado do Pará, tanto pela dificuldade de se obter dados confiáveis e atualizados sobre o consumo municipal de energia elétrica, como pela pouca influência destes dados no resultado final, uma vez que estimativas do consumo nestes municípios indicam que sua totalidade não chega a 2 % do consumo da RAI (Kuwahara, 1999).

Tabela 6. 2: Evolução do consumo de eletricidade na RAI de 1995 a 1999 (GWh)

Estado	1995	1996	1997	1998	1999
Acre	242	260	290	314	324
Amapá	318	352	370	392	383
Amazonas	2.150	2.383	2.560	2.713	2.662
Mato Grosso <sup>(1)</sup>	93	105	116	145	158
Rondônia	757	828	912	985	1.058
Roraima	183	197	242	264	275
RAI	3.743	4.125	4.490	4.813	4.860

<sup>(1)</sup> Apenas os 38 municípios da RAI.

Fonte: MME, 2000 a; CEMAT, 1999.

Como pode ser verificado, o maior estado consumidor é o Amazonas, com 54,8 % do total (1999), sendo que boa parte desta energia é utilizada em Manaus (cerca de 90 % do estado ou quase 50 % de toda a RAI). Quanto à distribuição por setores de consumo, apresentada na Tabela 6.3, observa-se a liderança do setor residencial, com cerca de 42% do total consumido.

Tabela 6. 3: Evolução do consumo setorial de eletricidade na RAI de 1995 a 1999 (GWh).

Setor	1995	1996	1997	1998	1999*
Residencial	1.423	1.606	1.791	1.998	2.039
Comercial	692	757	838	936	950
Industrial	838	895	902	886	841
Outros	653	788	855	913	932
RAI	3.606	4.046	4.386	4.733	4.762

(\*) Estimativa com base nos anos anteriores e no BEN 2000 (MME, 2000 a).

Fonte: Elaboração própria, baseado em MME, 2000 a.

Quanto ao consumo de derivados de petróleo para a geração de eletricidade, verifica-se que o principal produto utilizado é o Diesel, sendo o óleo combustível empregado apenas no Estado do Amazonas, conforme mostra os dados da Tabela 6.4.

Tabela 6. 4: Evolução do consumo de derivados de petróleo na RAI para produção de eletricidade.

Estado	1995	1996	1997	1998
Acre - Diesel (10 <sup>3</sup> l)	59.099	63.554	71.104	79.004
Amapá - Diesel (10 <sup>3</sup> l)	78.688	83.548	110.602	126.751
Amazonas – Diesel (10 <sup>3</sup> l)	411.670	270.266	514.318	629.618
- Óleo comb. (10 <sup>3</sup> t)	258	218	227	226
Mato Grosso (l) - Diesel (10 <sup>3</sup> l)	38.503	32.223	48.232	61.302
Rondônia – Diesel (10 <sup>3</sup> l)	133.759	132.152	162.333	274.156
Roraima – Diesel (10 <sup>3</sup> l)	95.528	102.217	117.171	130.336
RAI - Diesel (10 <sup>3</sup> l)	817.247	683.960	1.023.760	1.301.167
- Óleo comb. (10 <sup>3</sup> t)	258	218	227	226

(1) Apenas os 38 municípios da RAI; os valores em itálico são estimativas.

Fonte: Silva & Cavaliero, 2001.

#### 6.1.4. Características Ambientais

As maiores áreas de reservas ambientais e reservas indígenas do Brasil estão situadas na

Região Amazônica, e grande parte na RAI. Todos os projetos e propostas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nesta região devem considerar estas áreas e levar em conta suas legislações específicas. Portanto, uma grande área da RAI está indisponível para vários aproveitamentos energéticos, bem como existem fortes limitadores para a implantação de linhas de transmissão, gasodutos, etc. nesta região. A seguir estão dimensionadas e localizadas as principais áreas de reserva da RAI, a partir de informações fornecidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA (IBAMA, 2000) e pelo Instituto Brasileiro de Desenvolvimento Florestal - IBDF.

São oito os parques nacionais situados dentro dos limites da RAI: os parques nacionais do Pico da Neblina, do Jaú, do Cabo Orange, de Pacaás Novos, da Serra do Divisor, do Monte Roraima, da Serra da Mocidade e do Viruá. Perfazendo uma área total de 7.154.772 ha<sup>20</sup> (71.547,72 km<sup>2</sup>) preservados pelo governo federal, esses parques possuem grande riqueza de flora e fauna, além de paisagens de beleza indescritível. O Parque Nacional da Amazônia, localizado praticamente todo ele no Estado do Pará, possui uma pequena parte na RAI, no município de Maués, Estado do Amazonas, e aqui foi considerado como fora da RAI.

Além dos parques nacionais, são áreas protegidas da RAI as estações ecológicas, reservas biológicas, reservas ecológicas, reservas extrativistas, reservas florestais, áreas de relevante interesse ecológico e florestas nacionais, não existindo nenhuma área de proteção ambiental (APA).

Com relação às áreas indígenas, estão localizadas na RAI a maior parte de todas as reservas existentes no país. A Figura 6.5 mostra a distribuição espacial destas reservas na Amazônia Legal, na qual a RAI está incluída. As áreas coloridas referem-se às terras indígenas tratadas pelo Projeto Integrado de Proteção às Populações e Terras Indígenas da Amazônia Legal (PPTAL), conduzido com recursos do governo brasileiro, governo alemão e Banco Mundial, com a participação da FUNAI, GTZ, ONG's, entidades indígenas e outros.

---

<sup>20</sup> O tamanho das áreas consideradas está em hectares, que é a unidade utilizada nos decretos de criação e delimitação destas áreas, sendo também utilizada a unidade km<sup>2</sup>, padrão do Sistema Internacional, quando se tratar de valores definitivos (totais, por exemplo) ou utilizados em comparações.



Tabela 6. 5: Terras e populações indígenas da RAI, por estado, tratadas pelo PPTAL em 1999.

Estado	População (hab.)	Superfície (ha)
Acre	2.922	5.108.615
Amazonas	44225	31957489
Pará	521	32059
Roraima	777	422923
RAI	48.445	37.521.086

Fonte: FUNAI, 2000.

Tabela 6. 6: Terras e populações indígenas da RAI, por estado.

Terras Indígenas	Área Total (ha)	População Indígena Estimada
Acre	1.667.500	9.104
Amapá	1.125.471	2.267
Amazonas	34.873.528	63.211
Mato Grosso	10.166.936	9.317
Pará	4.932.320	2.267
Rondônia	6.178.763	5.718
Roraima	14.844.016	24.151
RAI	73.788.534	116.035

Fonte: Silva & Cavaliero, 2001.

Portanto, considerando-se todas estas áreas protegidas da RAI, tem-se um total de 106.840.895 ha, ou seja, 1.068.409,0 km<sup>2</sup>, que representa 35 % da área total da RAI (3.054.646,2km<sup>2</sup>). No entanto, deve-se considerar que a área efetivamente reservada da RAI é um pouco menor que esta, uma vez que há a coincidência de áreas indígenas com algumas unidades de conservação e mesmo entre elas, havendo, portanto, alguma redundância na soma total obtida.

De qualquer forma, pode-se dizer que cerca de um terço da área total da RAI são áreas especiais, sendo que em princípio estas áreas não devem ser consideradas para fins de aproveitamentos energéticos, exceto conforme a legislação vigente, em projetos de

desenvolvimento sustentável no caso de áreas habitadas. Dada a finalidade pela qual estas áreas foram criadas, o eventual suprimento de energia elétrica em seus interiores, seja para as pequenas comunidades ou para postos de fiscalização e de pesquisa científica, deve ser feito prioritariamente através de fontes de reduzido impacto ambiental, evitando-se o uso de motores-geradores (emissão de ruídos e gases de combustão, exigindo o transporte e o armazenamento de derivados de petróleo nas áreas protegidas), podendo-se optar por exemplo por painéis fotovoltaicos, como foi feito na Reserva da Juréia em São Paulo.

O pior problema ambiental sofrido pela RAI é sem dúvida a progressiva redução de sua área de florestas nativas, que está associada à ocupação e exploração da Região Amazônica Brasileira. Este problema tem sido objeto de preocupação não só no âmbito nacional, mas também internacional, dada a importância que a Floresta Amazônica tem na manutenção das condições ambientais globais.

Além das indiscutíveis questões ambientais, o desflorestamento da Amazônia traz também um importante aspecto energético, uma vez que a eliminação da biomassa florestal, seja por meio de queimadas para a introdução de atividades agropecuárias, seja por incêndios associados ou não a estas queimadas, representa a perda de um energético extremamente importante para a região, como está discutido neste trabalho. Apenas para se ter uma idéia deste problema, a queima de 1.000 km<sup>2</sup> de mata nativa (5 % do que foi desmatado entre agosto/1997 e agosto/1998), representa a perda aproximada de 54.000 TJ (140 m<sup>3</sup>/ha, 13,8 MJ/kg e 280 kg/m<sup>3</sup>), o que significa algo em torno de 8,6 milhões de barris de petróleo (equivalente) ou 1,4 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural seco.

A ligação entre o desflorestamento amazônico e a ocupação humana deste espaço pode ser verificada nas áreas críticas levantadas pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, que vem monitorando por satélite a perda da cobertura vegetal nesta região há vários anos, como se verifica na Figura 6.6. As áreas críticas correspondem àquelas nas quais a taxa média de desflorestamento bruto da Amazônia correspondeu a 78 % do total.

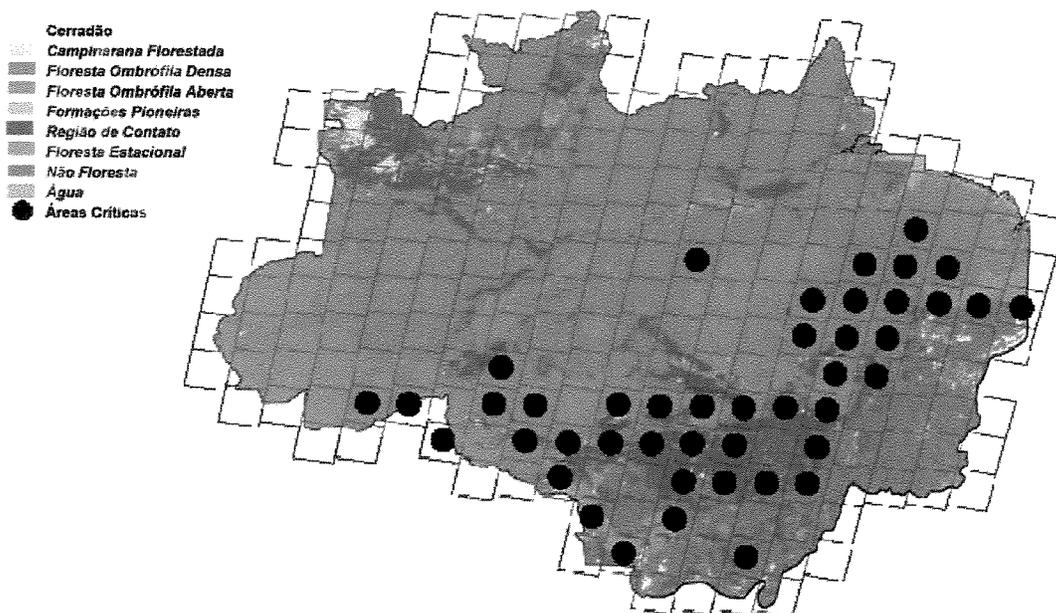


Figura 6. 6: Áreas críticas de desmatamento da Região Amazônica no período 1998/1999.

Fonte: INPE, 2000 a.

Em termos numéricos os dados do INPE (2000 b) estão apresentados nas Tabelas 6.7 e 6.8, onde se pode observar uma redução na taxa média de desflorestamento no período 1996/1997, que retornou aos níveis do início da década de 90, e o posterior aumento no período 1997/1998.

Tabela 6. 7: Desflorestamento bruto acumulado (km<sup>2</sup>) nos estados amazônicos.

Estados	Abr/88	Ago/89	Ago/90	Ago/91	Ago/92	Ago/94	Ago/95	Ago/96	Ago/97	Ago/98
Acre	8900	9800	10300	10700	11100	12064	13306	13742	14203	14714
Amapá	800	1000	1300	1700	1736	1736	1782	1782	1846	1962
Amazonas	19700	21700	22200	23200	23999	24739	26629	27434	28140	28866
Mato Grosso	71500	79600	83600	86500	91174	103614	112150	119141	125023	131808
Rondônia	30000	31800	33500	34600	36865	42055	46152	48648	50529	53275
Roraima	2700	3600	3800	4200	4481	4961	5124	5361	5563	5791
Amazônia Brasileira	377500	401400	415200	426400	440186	469978	497055	517069	532086	551782

Fonte: INPE, 2000 b.

Tabela 6. 8: Taxa média de desflorestamento bruto (km<sup>2</sup>/ano) nos estados.

Estados	77/88*	88/89	89/90	90/91	91/92	92/94**	94/95	95/96	96/97	97/98
Acre	620	540	550	380	400	482	1208	433	358	536
Amapá	60	130	250	410	36	-	9	-	18	30
Amazonas	1510	1180	520	980	799	370	2114	1023	589	670
Mato Grosso	5140	5960	4020	2840	4674	6220	10391	6543	5271	6466
Rondônia	2340	1430	1670	1110	2265	2595	4730	2432	1986	2041
Roraima	290	630	150	420	281	240	220	214	184	223
Amazônia Brasileira	21130	17860	13810	11130	13786	14896	29059	18161	13227	17383

\*Média da década; \*\*Média do biênio

Fonte: INPE, 2000 b.

A comparação dos dados das tabelas com o mapa das áreas críticas mostra, como era de se esperar, que os estados com maiores taxas médias de desflorestamento são, entre aqueles integrantes da RAI, Mato Grosso e Rondônia, estados estes que hoje representam a fronteira do avanço da ocupação da Amazônia Brasileira.

Contribuindo também para o desmatamento, tem-se ainda a intensiva atividade madeireira na região. Durante os últimos séculos, a maior parte da exploração de madeira da Amazônia aconteceu no estuário e ao longo do Rio Amazonas, próximo das margens dos rios, onde a floresta é abundante e os custos de extração e transporte da madeira são baixos. A Amazônia produz 80% da madeira em tora do Brasil. As exportações ainda são modestas, mas devem crescer com a exaustão das florestas tropicais da Ásia, fazendo com que a Amazônia possa se tornar o principal centro mundial de produção de madeira tropical.

A exploração florestal afeta as próprias espécies madeireiras pela extração de indivíduos adultos, que são importantes fontes de sementes; por danos aos indivíduos jovens (mudas e varetas); e pela criação de condições favoráveis a incêndios florestais. Neste último caso, estudos recentes mostram que a extração comercial de madeiras aumenta grandemente o risco de

incêndios florestais na mata remanescente, e que nelas a propagação do fogo é mais intensa, devido à perda da densidade da mata e maior aeração em seu interior, bem como pelo aumento da quantidade de biomassa seca junto ao solo (Nepstad et al, 2000). Entretanto, a exploração madeireira cuidadosa pode reduzir a probabilidade de incêndios mantendo a mesma quantidade de madeira que é extraída na exploração sem planejamento, pois as técnicas especiais de exploração de baixo impacto evitam a criação de grandes clareiras, isto é, as áreas mais suscetíveis a incêndios.

Quanto aos problemas ambientais provocados pelas concentrações urbanas (poluição do ar, da água e do solo), na RAI eles existem apenas nas capitais dos estados e, devido ao baixo índice de industrialização e posse de veículos automotivos, estão concentrados na contaminação das águas, principalmente pela falta de tratamento dos esgotos domiciliares, e em alguns casos pela deposição inadequada do lixo urbano. Evidentemente estes problemas estão mais presentes em Manaus, onde existe a maior concentração urbana da RAI.

Por fim, merece ainda destaque o problema do garimpo na RAI, atividade esta que além de inúmeros problemas sociais (relacionados às péssimas condições de trabalho, emprego de menores de idade, conflitos de terra, mineração em reservas ambientais e áreas indígenas), implica também na contaminação de rios e cursos d'água, principalmente com mercúrio, e na destruição de matas ciliares, assoreamento dos rios, etc..

Atualmente, dois tipos de garimpo exercem maiores efeitos sobre o meio ambiente amazônico: o de ouro e o da cassiterita. A mineração do ouro de aluvião tornou-se intensiva na Amazônia a partir do final dos anos 70, principalmente nos Estados de Rondônia, Mato Grosso (norte do estado), Pará e Tocantins. São dois os principais problemas causados pela mineração do ouro: a contaminação do meio ambiente com mercúrio e o assoreamento e descaracterização do leito dos rios. O mercúrio é utilizado para a extração do ouro do sedimento fluvial, sendo aproximadamente 50 % deste liberado para a atmosfera na forma de vapor (volatilização), e os outros 50 % liberado nos rios. Uma vez que para cada quilo de ouro extraído é utilizado por volta de 1,5 kg de mercúrio, estima-se que todo ano entre 50 e 70 toneladas deste metal sejam lançadas no meio ambiente (Pfeiffer & Lacerda, 1988). Depois de passar por vários processos, o mercúrio liberado nos rios acaba por se acumular nos peixes e destes para os seres humanos que consomem este pescado. Pfeiffer et al (1990) já mostraram que o teor de mercúrio em amostras de surubim

capturado em um afluente do Rio Jamari e a dourada, desembarcada em Porto Velho, apresentavam concentrações deste metal respectivamente 5,4 e 2,9 vezes a concentração máxima permitida pela legislação brasileira.

Quanto ao garimpo da cassiterita, os impactos desta atividade são bem menores daqueles observados com o garimpo do ouro, não envolvendo o uso de mercúrio. Entretanto, os efeitos sobre as matas ciliares e os barrancos dos rios são semelhantes, ocasionando o turvamento e o assoreamento dos cursos d'água (a água turva não pode ser utilizada para consumo humano, impede a pesca visual, realizada especialmente pelos indígenas, dificulta a navegabilidade, etc.), sendo que estes efeitos podem ser bastante significativos quando esta atividade é exercida em grande escala.

#### *6.1.5. Potenciais Energéticos*

Dividindo-se os recursos energéticos da RAI em renováveis e não renováveis, no primeiro caso aparecem como significativos os recursos hídricos, de energia solar, de energia eólica e de energia de biomassa, enquanto que no segundo caso tem-se apenas o gás natural presente no Estado do Amazonas, cujo aproveitamento já se encontra em curso. Assim sendo, são analisados exclusivamente os potenciais das fontes renováveis de energia citadas, cujo implemento em sua utilização teria como resultados menores impactos ambientais.

Com relação aos recursos hídricos, o potencial total dos estados que constituem a RAI perfaz 44.619 MW, como mostra a Tabela 6.9, dos quais apenas 511 MW (1,1 %) já se encontram aproveitados (ELETROBRÁS, 2000). Este potencial corresponde a 17 % do total brasileiro e a 39 % da Região Norte do país.

Vê-se, portanto que existe um potencial hidráulico significativo que pode vir a ser considerado para o suprimento de energia elétrica da RAI. Entretanto, pelas características geográficas de boa parte de seu território, com a predominância de extensas regiões planas, muitos destes aproveitamentos provocariam impactos ambientais significativos devido às enormes áreas a serem inundadas, a exemplo da UHE de Balbina. Levando-se em conta também a falta de recursos do governo federal para investimentos da magnitude das hidroelétricas e as

enormes resistências para se conseguir financiamento externo para estes tipos de projetos na Amazônia, atualmente são poucas as reais possibilidades de aproveitamento destes recursos hidráulicos. De qualquer forma, no curto prazo não há previsão de utilização destes recursos, como cita o Plano Decenal de Expansão 2001/2010 do CCPE (CCPE, 2002).

Tabela 6. 9: Potencial hidroelétrico dos estados da RAI (exceto Mato Grosso) em MW.

UF	Invent.	Viabil.	P.Básico	Constr.	Operação	Desat.	Reman.	Individ.	Total
AC	0	0	0	0	0	0	458	656	1.114
AM	759	0	8	0	250	0	6.226	13.325	20.568
AP	0	70	77	0	40	0	891	1.471	2.549
RO	901	517	26	3	221	0	2.338	11.114	15.120
RR	600	351	0	10	0	0	4.178	128	5.267
RAI	2.260	938	111	13	511	0	14.091	26.694	44.618

Fonte: Silva & Cavaliero, 2001.

Com relação à energia eólica, sabe-se que a grandeza fundamental para avaliar o potencial eólico de uma região é a velocidade do vento local, que influi de forma cúbica ( $v^3$ ) no cálculo do potencial disponível. Portanto, a viabilidade ou não do uso de sistemas eólicos depende essencialmente do regime de ventos da região considerada, que, como mencionado anteriormente, deve se apresentar com uma velocidade média maior ou da ordem de 6 m/s para o aproveitamento na geração de energia elétrica. Em se tratando da RAI, alguns estudos já mostraram que o potencial de geração de energia elétrica a partir dessa fonte de energia é muito baixo. Por exemplo, para a cidade de Manaus a velocidade média dos ventos, depois de aplicadas algumas correções, é de 2,4 m/s (Silva et al, 1997). Um estudo nacional realizado pela ELETROBRÁS aponta o mesmo resultado para toda a Região Amazônica, como pode ser visto pela Figura 6.7.

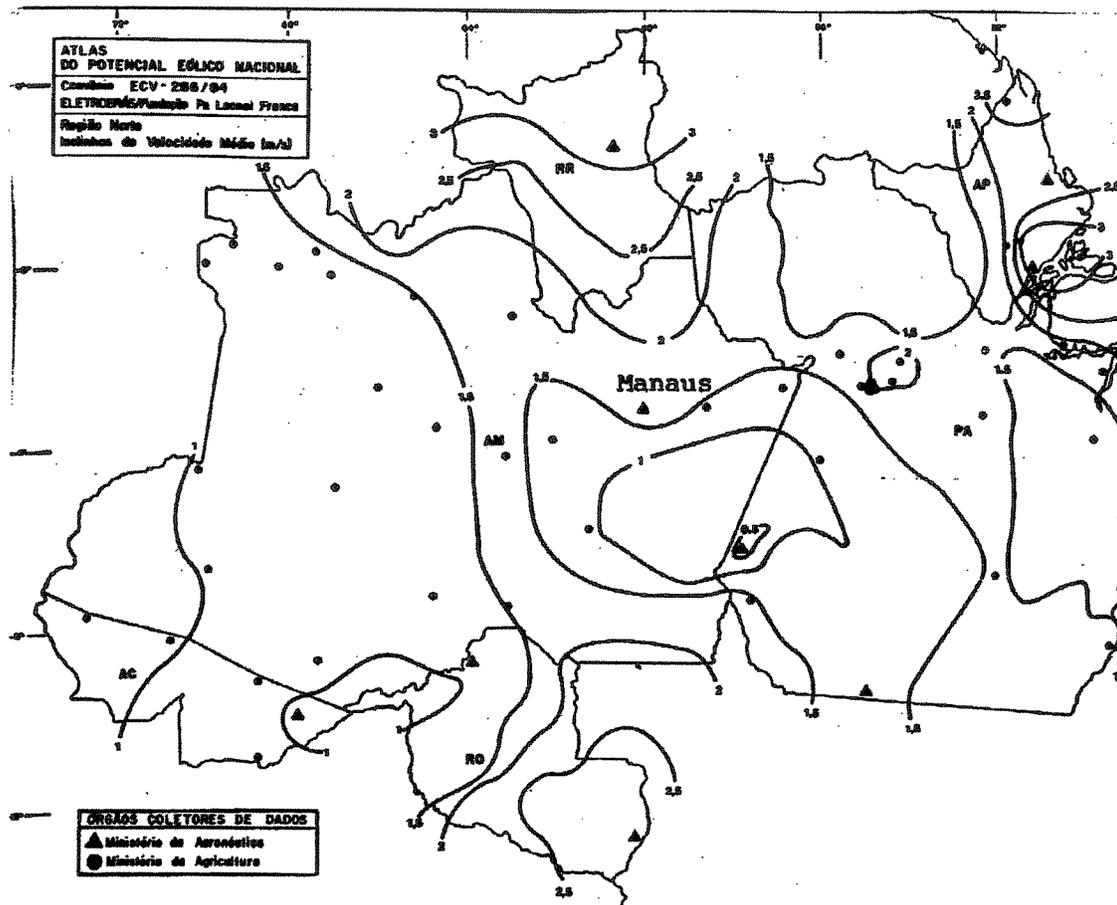


Figura 6. 7: Mapa eólico da RAI.

Fonte: Silva et al, 1997.

De fato, verifica-se nesta região a ocorrência de elevados períodos de calmaria, produzidos pela influência das massas de ar que dominam toda a Amazônia, como a Massa Equatorial Continental e a Convergência Intertropical, esta última atuando durante quase todo ano, provocando instabilidade e a predominância de movimentos verticais das massas de ar em lugar de movimentos horizontais.

Portanto, conclui-se que a RAI não é muito propícia para o aproveitamento eólico, sendo recomendável apenas a utilização desta energia para fins de bombeamento de água, mesmo assim em localidades mais afastadas das redes de distribuição de energia elétrica. Entretanto,

considerando-se as características geográficas da RAI, o elevado índice pluviométrico e a extensa malha de pequenos rios e igarapés que cortam a região, ou seja, a menor necessidade de irrigação ou acumulação de água, conclui-se que a opção de uso da energia eólica na RAI é bastante limitada <sup>21</sup>. Esta conclusão coincide com vários outros estudos, como o Plano 2015 da ELETROBRÁS, que cita apenas o norte de Roraima como região promissora para aproveitamento eólico na Região Norte do país (Silva & Cavaliero, 2001).

No caso da energia solar, esta pode ser utilizada com fins térmicos (aquecimento de água, refrigeração, etc.) e de geração de eletricidade (energia solar fotovoltaica). Para o melhor aproveitamento dessa forma de energia é necessário se ter em mãos os dados de insolação das regiões onde se pretende implementar o uso desta fonte de energia. A Figura 6.8 apresenta o mapa da média anual da irradiação solar diária para a região do Brasil, na qual está inserida a RAI.

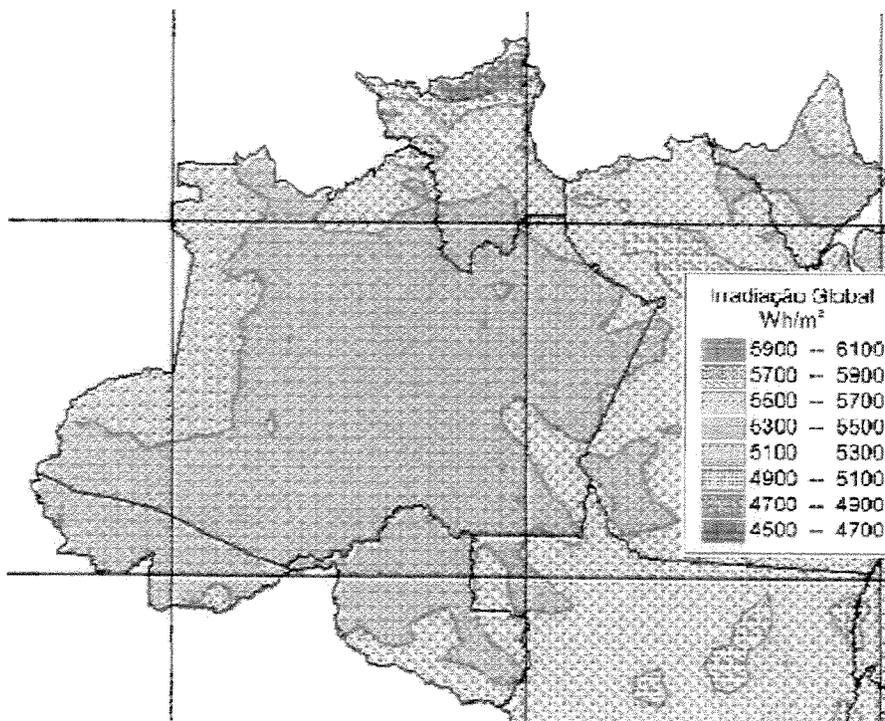


Figura 6. 8: Irradiação solar global, média anual típica.

Fonte: INMET & LABSOLAR, 1998.

<sup>21</sup> Principalmente se comparada à situação da Região Nordeste, onde a água não se encontra disponível, exceto se bombeada do subsolo.

Como se pode ver no mapa, boa parte dos Estados do Amazonas, Rondônia e Amapá, quase todo o Acre e uma pequena parte de Roraima, possuem uma insolação média anual entre 5.300 e 5.500 Wh/m<sup>2</sup>, o que significa, tomando-se o valor intermediário de 5.400 Wh/m<sup>2</sup> durante 12 horas por dia, uma potência média anual de 450 Wmed/m<sup>2</sup>, menos da metade da potência de pico padrão utilizada para a determinação do desempenho dos painéis fotovoltaicos (1.000 W/m<sup>2</sup>), ou ainda, 19,44 MJ/(m<sup>2</sup>.dia), valor este muito próximo dos verificados no Município de Campinas, SP, situada em uma latitude sul mais elevada (22°53'S).

Em princípio seria de se esperar para a RAI valores de irradiação superiores, uma vez que a maior parte da RAI encontra-se entre o Equador e a latitude 10°S. De fato, para esta mesma faixa de latitude a Região Nordeste do Brasil apresenta valores de irradiação entre 10 e 15 % superiores. A Figura 6.9 mostra que a variabilidade mensal desta irradiação é pequena, mantendo-se quase que constante durante todo o ano. Isto se deve ao elevado índice pluviométrico da região, que diminui significativamente o número de horas de insolação.

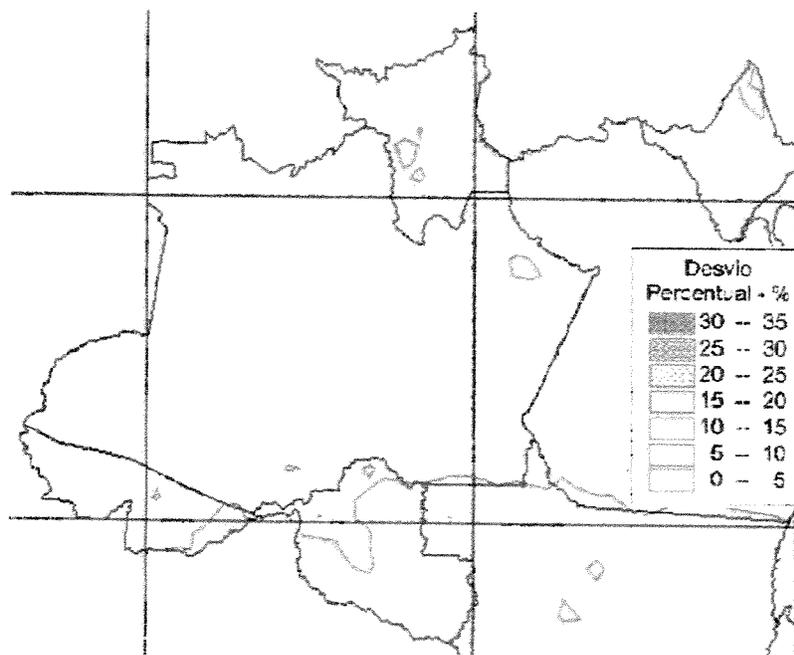


Figura 6. 9: Variabilidade mensal da irradiação anual.

Fonte: INMET & LABSOLAR, 1998.

Por último, em relação ao potencial energético da biomassa, este sem dúvida é onde a RAI apresenta suas maiores potencialidades. Apenas para se ter uma idéia deste potencial, supondo-se que 50 % do território da RAI, ou seja, 1.500.000 km<sup>2</sup>, é constituído por floresta e que 1.000 km<sup>2</sup> de floresta representa 54.000 TJ em energia na forma de madeira, então para um aproveitamento deste potencial de forma sustentável, o que equivale a uma utilização anual de apenas 1/30 da área disponível (tempo para reposição da mata de 30 anos), tem-se uma potência média anual disponível da ordem de 86.000 MW, quase o dobro do potencial hidráulico da RAI (Silva & Cavaliero, 2001). Com uma eficiência média de processo da ordem de 30%, ter-se-ia uma potência média anual em torno de 30.000 MW.

Evidentemente que não se pode imaginar que todo este potencial venha a ser explorado, da mesma forma que não é possível explorar todo o potencial hidráulico da RAI, principalmente pelos impactos ambientais que isto acarretaria ao meio ambiente amazônico. Estes números apenas servem para indicar que mesmo pequenos percentuais destes valores que venham a ser aproveitados significarão quantidades apreciáveis de energia disponíveis.

Uma característica importante da biomassa na RAI é sua distribuição por quase todo o território, permitindo sua utilização local de forma descentralizada, sem a necessidade de transporte por longas distâncias, seja de combustível (como no caso do uso de derivados de petróleo ou gás natural) ou de energia (caso da eletricidade).

Com relação às formas de utilização desta biomassa, o potencial energético da madeira (lenha ou resíduos) tem sido bastante considerado para a geração de energia elétrica em toda a Amazônia. As conclusões contidas no Plano 2015 da ELETROBRÁS indicam boas perspectivas para esta opção no médio e longo prazos, sendo recomendado no curto prazo a realização de projetos-piloto em escala industrial para testes e avaliação desta tecnologia (Silva & Cavaliero, 2001).

Outra opção importante é o aproveitamento dos óleos vegetais, substituindo o óleo diesel em motores geradores, o que ainda demanda alguns estudos que venham a garantir uma maior vida útil dos equipamentos utilizados. Entretanto, como mencionado anteriormente, estudos

mostram a viabilidade de utilização de uma mistura de óleo diesel com até 30% de óleos vegetais em motores a diesel, sem que seja necessária qualquer alteração no equipamento.

Existem muitas espécies vegetais que podem ser utilizadas para fins energéticos na RAI. Muitas delas apresentam boas alternativas para a produção de biodiesel, como por exemplo a soja, o amendoim, a mamona, o babaçú, e outras. Entretanto, as características de cultivo e alta produtividade do dendezeiro fazem com que exista um certo consenso, entre alguns pesquisadores, de que esta seria a melhor espécie para a Região Amazônica.

## **6.2. Pesquisa de Campo**

Para conhecer melhor a realidade dos sistemas isolados do interior da RAI, foram realizadas pesquisas de campo a dois estados da Região Norte. O primeiro foi o Estado do Amazonas, mais precisamente à capital Manaus, visitado em agosto de 1999 e dezembro de 2001. Os contatos do Prof. Dr. Rubem César Rodrigues Souza, da Universidade Federal do Amazonas – UFAM, foram fundamentais para que se conseguisse realizar as pesquisas de campo às comunidades aqui mencionadas. O segundo estado foi o Pará, cuja visita à capital Belém ocorreu em janeiro de 2003. Nesta, com a ajuda do Prof. Dr. João Tavares Pinho, da Universidade Federal do Pará – UFPA, foi possível visitar os projetos comentados a seguir. De uma maneira geral, estas pesquisas permitiram conhecer as comunidades atendidas e avaliar os resultados que os projetos implantados vêm obtendo junto a elas. Algumas características sociais e econômicas das comunidades atendidas, bem como as técnicas referentes aos sistemas instalados, encontram-se a seguir.

### VILA CAMPINAS - AM

A CEAM foi responsável pela implantação e manutenção do sistema híbrido fotovoltaico-Diesel de energia elétrica instalado em Vila Campinas, Município de Manacapuru – AM, em 1997. O projeto faz parte de um convênio entre a empresa, o CEPEL e o NREL, este último financiador dos painéis fotovoltaicos. Após a aprovação junto à CEAM, foi possível realizar a pesquisa de campo para conhecer o sistema.

A visita foi realizada em apenas um dia, saindo às 6:00 hs do Porto de Manaus para atravessar o Rio Negro, viajando cerca de uma hora em estrada pela Rodovia AM-70 até Manacapuru, navegando durante quase duas horas em “voadeira” até a localidade e retornando ao final da tarde. Toda esta logística mostrou a grande dispersão das comunidades na região e as dificuldades de transporte a uma comunidade considerada relativamente próxima do município, já que existem muitas outras em que a viagem pelos rios dura dois ou três dias.

Apesar do curto tempo, foi possível conhecer o sistema e parte da comunidade que dela se beneficia. Campinas possui apenas 75%, das 124 habitações, atendidas com energia elétrica, concentradas nas proximidades da rua principal da vila, esta mostrada na Figura 6.10. A principal atividade econômica da comunidade é a pesca, ficando o cultivo de mandioca em pequenas roças responsável pelo complemento da renda média mensal. A comunidade conta com três escolas atendendo a cerca de 400 alunos com escolaridade de 1ª a 8ª série do 1º Grau em três turnos. O posto de saúde e a delegacia de polícia estão desativados por falta de recursos, sendo os casos de gravidade encaminhados para a sede municipal. Também não existe sistema de esgoto doméstico, captação de águas pluviais e coleta de lixo. Em geral são utilizadas fossas sépticas, o abastecimento d'água é feito direto do rio e de poços e o lixo, queimado a céu aberto.



Figura 6. 10: Rua principal da Vila Campinas.

Fonte: Elaboração própria.

Até a instalação do sistema a comunidade era abastecida com energia elétrica através de uma usina termelétrica a Diesel, composta de dois grupos geradores, durante 6 horas diárias, período este em que as famílias faziam gelo em seus freezers para manter os alimentos resfriados

durante a falta de eletricidade. Com a instalação do sistema híbrido, a comunidade passou a ter energia elétrica durante 18 horas.

O sistema fotovoltaico é composto por 20 conjuntos de 40 módulos, totalizando 800 painéis tipo Solarex de 64 Wp cada, com capacidade de produzir até 51,2 kWp. A instalação dos módulos pode ser vista na Figura 6.11. Existe um banco de baterias, composto por 120 unidades de 2 V cada, um inversor de 50 kW e um sistema de comando e proteção. O sistema Diesel é formado por dois motores de 65 HP, um deles apresentado na Figura 6.12; dois geradores de 60kVA e dois transformadores trifásicos de 112,5 kVA. Durante o dia opera-se com o sistema fotovoltaico, diretamente dos módulos, e à noite através do banco de baterias. O grupo gerador Diesel complementa a geração do sistema somente quando ocorre uma descarga de 40% do banco de baterias (CEAM, 1997).



Figura 6. 11: Painéis fotovoltaicos da usina híbrida de Vila Campinas.

Fonte: Elaboração própria.

O aumento do período de atendimento melhorou as condições de vida da comunidade, auxiliando no processo de estocagem do pescado e incentivando a aquisição de outros equipamentos eletrônicos. Tudo isto atraiu outros moradores, que juntamente com a falta de medidas de conservação de energia, acabou acarretando no aumento de consumo acima do projetado e na mudança do perfil de operação. O monitoramento e manutenção básica do sistema ficam a cargo de dois moradores, treinados e remunerados pela CEAM, e eventualmente são realizadas também visitas por parte dos técnicos da empresa.

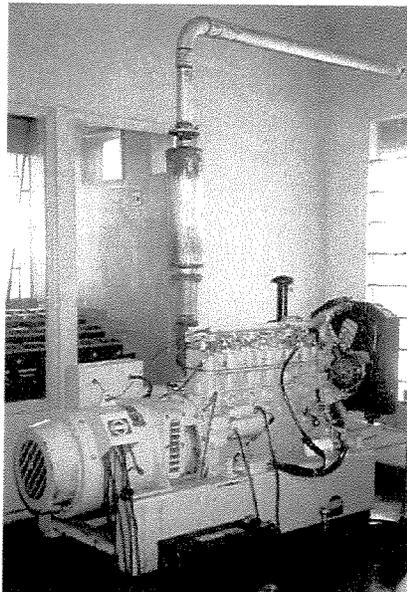


Figura 6. 12: Motor gerador a Diesel da usina híbrida de Vila Campinas.

Fonte: Elaboração própria.

Com a regulamentação definida pela Resolução ANEEL nº 315/98, pela qual o cálculo do reembolso da CCC em sistemas isolados passou a considerar o atendimento durante 24 horas diárias de todas as cargas situadas nestes sistemas (ANEEL, 2000 b), o sistema híbrido começou a funcionar 12 horas com o sistema fotovoltaico/baterias e 12 horas à Diesel.

PROJETO “ÓLEOS VEGETAIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA E VALORIZAÇÃO DA BIODIVERSIDADE EM  
COMUNIDADES ISOLADAS DA RESERVA EXTRATIVISTA DO MÉDIO JURUÁ,

MUNICÍPIO DE CARAUARI – AM”

Desenvolvido no âmbito do Programa Trópico Úmido - PTU/CNPq desde 1998, o projeto tem como objetivos garantir a autosustentabilidade da população local através do treinamento e transferência de conhecimentos; preservar a biodiversidade e gerar energia elétrica a partir do óleo da andiroba, uma oleaginosa abundante na região.

Antes da implantação do projeto, a comunidade era atendida com energia elétrica fornecida através de um grupo gerador a Diesel de 18 CV durante 4 horas diárias (entre 18:00 h e 22:00 h), sendo eventualmente operado durante o dia para o funcionamento do rádio de comunicação. Além desta precariedade, havia também interrupções da geração por falta de recursos para adquirir o óleo Diesel.

A rede de distribuição existente era técnica e economicamente deficientes, sendo substituída por uma nova rede elétrica trifásica. Esta nova rede, já instalada, permite a energização de todos os domicílios e construções comunitárias e garante o suporte para a instalação de novas cargas. Além da nova rede, o projeto dispõe de um grupo gerador de 120 kVA, tipo multicomcombustível, Elsbett, mostrado na Figura 6.13, que supre de energia a mini-indústria de óleos vegetais e a comunidade durante o período diurno. À noite, quando a carga é apenas para iluminação pública e residencial, o grupo gerador menor (18 kVA) fornece a energia necessária.

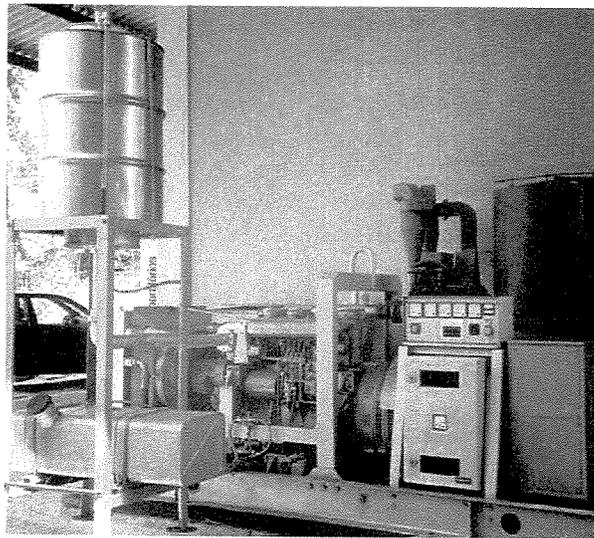


Figura 6. 13: Motor gerador multicomcombustível.

Fonte: Própria.

Em julho de 1999, o projeto estava em fase de colheita de andiroba e extração de sementes. Foram construídas 4 estufas medindo 2 x 4 m (modelo EMBRAPA) para secagem de sementes, sendo uma delas apresentada na Figura 6.14. Os resultados preliminares mostraram que para

pequenas produções de óleo de andiroba, entre 10 e 20 l/h, podia-se empregar prensas hidráulicas, com rendimento de extração em torno de 28% em peso<sup>22</sup>, e prensas tipo rosca sem fim, com rendimento de 33% em peso. O óleo produzido poderia ser usado diretamente no motor multicomcombustível com rendimento de cerca de 280 l/MWh.



Figura 6. 14: Secador solar de sementes de andiroba.

Fonte: Elaboração própria.

Os bons resultados obtidos durante o desenvolvimento do projeto foram fundamentais para que se conseguisse captar mais recursos para uma etapa complementar, de continuidade à produção de óleos vegetais, que não estava prevista quando do início da execução do projeto. Através da articulação com o Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas – IPAAM e a ANEEL conseguiu-se aumentar a capacidade de produção de óleo mediante a aquisição de novos equipamentos e ampliação das instalações prediais.

A operação e a manutenção da mini-usina está a cargo da mão-de-obra local selecionada pela equipe técnica do projeto e por líderes comunitários. Para tanto, administrou-se um programa de treinamento em cada atividade da produção do óleo de andiroba, desde a seleção de sementes até o armazenamento do óleo, passando inclusive pela prevenção de acidentes e higiene. Segundo o Prof. José de Castro Correia, da UFAM, responsável pelo projeto, todas as dificuldades operacionais foram superadas de forma interativa entre os fabricantes dos equipamentos, a equipe técnica da UFAM e os moradores da comunidade, resultando numa

---

<sup>22</sup> 28 kg de óleo vegetal produzidos/100 kg de sementes de andiroba desidratadas.

importante transferência de informações e num grande sentimento de responsabilidade, por parte destes últimos, pela manutenção corretiva e preventiva da mini-usina.

Com relação ao motor multicomcombustível, este saiu de operação no dia 24 de janeiro de 2001 por desgastes nos oito bicos injetores, retornando meses depois. Até então, o motor atendia basicamente a produção de óleo vegetal a uma taxa de 1 litro consumido/6 litros produzidos. A comunidade ainda vinha sendo abastecida com eletricidade durante 4 horas diárias proveniente do sistema a Diesel.

Em função do preço pago pelo óleo de andiroba, usado na indústria de cosméticos, farmacêutica, etc., a comunidade está preferindo vendê-lo a utilizá-lo na geração de energia elétrica. A Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Carauari – ASPROC paga cerca de R\$ 4,50/ kg de óleo de andiroba, enquanto que o óleo Diesel custa cerca de R\$ 1,30/l (R\$ 1,53/kg). Em princípio este fato não preocupa o Prof. Castro, já que a geração de energia elétrica através do óleo vegetal é um dos objetivos do projeto, mas não o principal. Lembrando a característica dos projetos do PTU, que visa o desenvolvimento social, econômico e energético das comunidades, este projeto nunca teve a intenção de tornar a comunidade totalmente suprida com energia elétrica proveniente do óleo vegetal.

#### PROJETO RIBEIRINHAS –AM

Este projeto foi concebido para apoiar o Programa Nacional de Eletrificação Rural “Luz no Campo”, na implantação de sistemas de demonstração da viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de micro sistemas de geração com fontes alternativas de energia, sendo conduzido pela ELETROBRÁS, pelo CEPEL e pela CEAM.

A primeira fase do projeto consistia em trabalhos de pesquisa de campo objetivando a identificação dos trechos de rios e das localidades, o levantamento de dados sócio-econômicos, a estimativa de potenciais energéticos, etc.. Todo este trabalho foi realizado pelos pesquisadores da UFAM que, baseados em critérios definidos pelo CEPEL para as comunidades a serem contempladas<sup>23</sup>, conseguiram cadastrar 50 comunidades ribeirinhas a serem atendidas com

---

<sup>23</sup> Por exemplo: distantes a mais de 5 km da rede de distribuição, não sendo agrupadas em núcleos e sim em residências dispersas, média de 10 a 20 residências etc.

sistemas solar fotovoltaico, hidrocínético, a partir de biomassa e com micro centrais hidroelétricas.

A segunda fase, iniciada em junho de 2001, consiste na instalação dos sistemas em algumas comunidades selecionadas pelo CEPEL. Inicialmente optou-se pela utilização de sistemas fotovoltaicos em função das facilidades de implantação e dos baixos custos de manutenção. O sistema compreende dois painéis fotovoltaicos policristalinos de 75 Wp, das marcas Siemens e Shell, inversor de corrente de 300W, controlador de carga e duas baterias de 100 Ah. Todo este material foi financiado pela ELETROBRÁS/CEPEL, ficando a CEAM responsável pela instalação dos sistemas e fornecimento de lâmpadas (duas a três de 20 W), fiação, interruptores e tomadas. Assim, cada “kit” comporta a utilização diária das lâmpadas por três horas, de um rádio (10 W) também por três horas e de uma televisão colorida de 14” (45W) por duas horas, totalizando uma energia de cerca de 320 Wh/dia. Até a data da pesquisa de campo haviam sido atendidas 45 das 51 famílias previstas naquela fase.

Através do Eng. Vladimir Paixão, coordenador do projeto na CEAM, foi possível realizar uma visita à comunidade de Nossa Senhora do Perpétuo Socorro no Município de Manacapuru, que vem sendo atendida pelo projeto. Esta comunidade situa-se na região conhecida como Cajazeiras, às margens do Lago Cajazeiras, no Rio Manacapuru. Para se chegar até lá foi necessário atravessar o Rio Negro em balsa, percorrer cerca de 1 hora pela Rodovia Estadual AM-070 até a sede do município (em transporte cedido pela CEAM) e navegar por 30 minutos em “voadeira”.

Ao todo existem 23 famílias residindo de maneira dispersa na localidade, sendo apenas 7 delas contempladas pelo projeto, e vivendo basicamente da agricultura, sobretudo do cultivo da mandioca, milho, feijão, verduras, cupuaçu, banana e outros frutos que são vendidos na sede de Manacapuru. Baseado no valor gasto pelas famílias na compra de produtos como velas, querosene, pilhas, etc. e na recarga de baterias, que não eram mais necessários, estimou-se um valor mensal a ser pago pela energia elétrica fornecida de R\$ 15,00/família. Até a data da pesquisa a CEAM não havia sido iniciada a cobrança, já que ainda nem sequer redigidos estavam os contratos com cada família.

De uma maneira geral, os sistemas instalados estavam operando satisfatoriamente (aproximadamente 6 meses de uso) e as famílias os vinham utilizando, chegando inclusive a adquirir equipamentos que antes não possuíam, como por exemplo o rádio e a televisão. As Figuras 6.15 e 6.16 mostram um destes sistemas instalados e os equipamentos adquiridos.

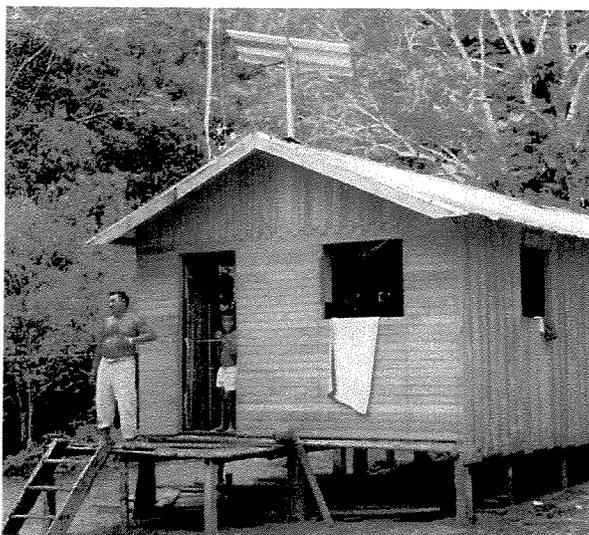


Figura 6. 15: Sistema fotovoltaico instalado.

Fonte: Elaboração própria.

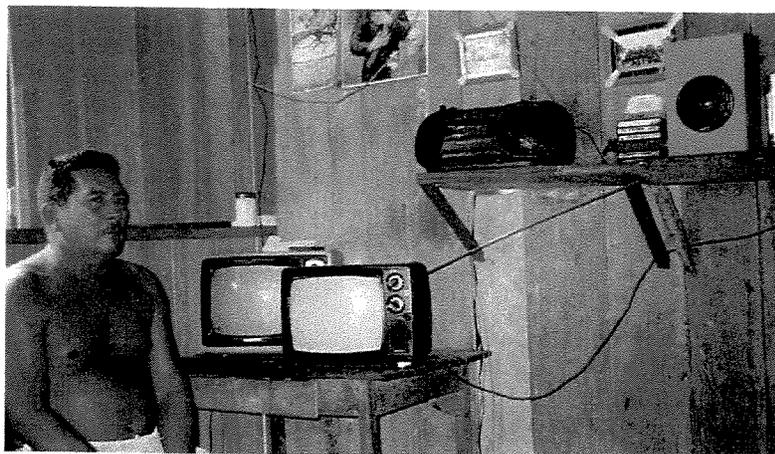


Figura 6. 16: Aparelhos encontrados nas residências.

Fonte: Elaboração própria.

Entretanto, chamou a atenção o fato das famílias não saberem ao certo o que são alguns equipamentos. Foram fornecidas a elas apenas informações de como operá-lo, sem no entanto haver qualquer informação de como eventualmente realizar alguma manutenção. Resultado: quando ocorre algum problema, por menor que seja, os usuários são obrigados a recorrer aos técnicos da CEAM, que nem sempre podem atendê-los de imediato. Isto foi constatado em uma das residências atendidas, que estava sem energia elétrica há três semanas em virtude da queima de um fusível e da dificuldade em contatar os técnicos da CEAM para que pudessem resolver o seu pequeno problema.

PROJETO “TECNOLOGIAS ALTERNATIVAS PARA O MEIO AMBIENTE RURAL: ASPECTOS TÉCNICOS E SÓCIO-ECONÔMICOS” NO ASSENTAMENTO IPORÁ – AM

Este projeto foi desenvolvido junto aos pequenos produtores do Projeto de Assentamento e Reforma Agrária Iporá (abrangendo parte dos Municípios do Rio Preto da Eva e Itacoatiara – AM) e contou com a participação de pesquisadores da UFAM e de outras instituições. Fazendo parte do PTU (MCT/CNPq), seu objetivo principal foi implantar e acompanhar o desempenho de sistemas de produção de energia a partir de tecnologias adaptadas que fizessem uso de fontes renováveis alternativas (sistemas fotovoltaicos, roda d’água, gaseificador e fogões a lenha), dimensionando e analisando as mudanças sócio-econômicas e culturais no contexto das relações sociais e organizativas dos produtores de Iporá no usufruto e gestão do conjunto de tecnologias propostas. Todas as tecnologias implantadas foram escolhidas pela própria comunidade após a difusão das informações sobre cada uma delas.

Após o contato com o Prof. Dr. Rubem César Rodrigues Souza, professor da UFAM e coordenador da área tecnológica do projeto, conseguiu-se agendar uma visita ao assentamento para conhecer os sistemas instalados e a comunidade que dela se beneficia. O acesso ao assentamento foi feito via Rodovia Estadual AM-10 em direção ao Município de Rio Preto da Eva, em transporte cedido pela UA, com uma duração de uma hora e meia até a sede do município e mais quarenta minutos até a entrada do assentamento.

Os primeiros sistemas encontrados foram os fotovoltaicos utilizados para atender quatro escolas e dois postos de saúde. As instalações dos sistemas foram sempre precedidas de cursos ministrados pela equipe do projeto, nos quais abordou-se conceitos básicos de eletricidade, conservação de energia, princípios de funcionamento e manutenção dos sistemas, havendo especial destaque para os professores locais e agentes de saúde, responsáveis diretos pelo uso e manutenção básica dos equipamentos. Durante a visita não foi possível confirmar o funcionamento dos sistemas, uma vez que as escolas se encontravam fechadas, em período de férias. Entretanto, após uma pequena inspeção visual dos painéis, foi verificada uma mancha de sujeira em toda a sua borda, indicando a falta de limpeza do equipamento, o que certamente estava reduzindo sua eficiência. Alguns sistemas fotovoltaicos deveriam ter sido instalados também para o fornecimento de energia elétrica aos sistemas de comunicação no assentamento. Entretanto, dificuldades burocráticas e a lentidão do órgão competente envolvido na aprovação do projeto do sistema de comunicação, no caso a Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL, não permitiram a efetivação destes sistemas.

Além dos sistemas fotovoltaicos, seria utilizado também um gasogênio, adquirido da empresa GTI Industrial de Minas Gerais. No entanto, até o final da pesquisa de campo o gaseificador a carvão vegetal não havia funcionado a contento. Uma equipe técnica da UFAM descobriu, depois de avaliar o equipamento adquirido, que este possuía problemas de natureza construtiva impedindo o seu perfeito funcionamento. Com o término das bolsas concedidas ao projeto, não foi possível retomar os testes no equipamento, ficando esta tecnologia restrita a poucas horas de funcionamento na comunidade. O gasogênio seria utilizado para atender uma bomba d'água, motores para “cevar” (ralar) a mandioca, ambos atualmente funcionando com óleo Diesel, e garantir a iluminação de três residências.

Os sistemas de bombeamento de água com rodas d'água foram instalados em três residências e, de uma maneira geral, atenderam à demanda das famílias, que utilizavam a água para beber, consumo doméstico, irrigação e criação de animais para corte (porco e galinha). Uma destas rodas pode ser vista na Figura 6.17, valendo a pena ressaltar o grande desnível, cerca de 15 metros de altura, existente entre a localização da roda e a residência.

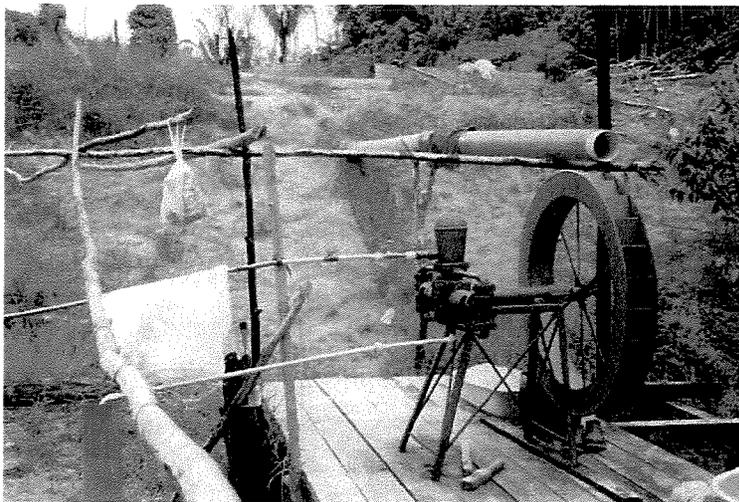


Figura 6. 17: Roda d'água do assentamento.

Fonte: Elaboração própria.

A vazão média de bombeamento é de  $4 \text{ m}^3/\text{dia}$ , operando em regime contínuo. Em caso de excesso de água, deveria haver a distribuição entre os vizinhos. Entretanto, na visita observou-se que, de fato, isto não ocorria. A família, em cujo terreno a roda estava instalada, sentia-se dona dele e não fazia a divisão da água. Este pode ser um dos problemas a serem enfrentados quando se trabalha em sistemas comunitários.

Um fato curioso foi a presença de um grupo gerador a Diesel próximo à escola fornecendo energia elétrica a cerca de 15 famílias. Este motor, extremamente antigo, foi possivelmente introduzido pelo INCRA e vinha sendo mantido graças à cobrança de R\$ 15,00/família/mês<sup>24</sup> para a compra do óleo Diesel. Além disto, existe uma linha de distribuição de energia elétrica da CEAM que vem do Município de Rio Preto da Eva e atravessa todo o assentamento. Esta linha deveria atender o assentamento mas mantém-se não energizada em função da inexistência de eletricidade disponível, o que somente poderia ser resolvido caso houvesse um planejamento para aumentar a disponibilidade de energia proveniente de Manaus.

---

<sup>24</sup> Valor referente ao mês de dezembro de 2002.

PROJETO “DESENVOLVIMENTO, CONSTRUÇÃO E IMPLANTAÇÃO DE AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE PARA ELETRIFICAÇÃO DE PEQUENAS COMUNIDADES AMAZÔNICAS” NA VILA DE MOTA - PA

Este projeto foi instalado em novembro de 1999 pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas – GEDAE, da Universidade Federal do Pará – UFPA. Além do GEDAE, estavam envolvidos também a Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, as empresas Colúmbia Aeronáutica Ltda e Selfly Avionics Ltda, o Instituto de Desenvolvimento Econômico-Social do Pará – IDESP, as Centrais Elétricas do Pará – CELPA, a Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Estado do Pará – SECTAM e a Prefeitura Municipal de Maracanã. Ele foi desenvolvido no âmbito do PTU (MCT/CNPq) e refere-se à instalação de um sistema híbrido eólico-Diesel para o atendimento da comunidade com energia elétrica.

A vila localiza-se a cerca de 210 km de Belém e situa-se às margens da Baía do Urindeua, no Município de Maracanã – PA. O acesso foi realizado pela Rodovia Federal BR-316, em direção ao Município de Maracanã, e depois por estradas estaduais, levando cerca de 3 horas para chegar à comunidade. A comunidade é composta por cerca de 500 habitantes, ocupantes das 108 residências, as quais a maioria construída em alvenaria. Assim como na maioria das comunidades isoladas, não existe sistema de esgoto doméstico ou coleta de lixo.

A vila integra um conjunto de comunidades pesqueiras da costa atlântica do estado, constituindo-se na principal atividade econômica da localidade. Todo o pescado é vendido na sede do Município de Salinópolis, localizada do outro lado da baía e bastante procurada pelos paraenses, residentes em Belém, nos períodos de férias. Além da pesca, a comunidade vive também do plantio de mandioca para a produção de farinha e algumas famílias possuem hortas caseiras e plantações de árvores frutíferas comuns da região.

Até a instalação do sistema, algumas famílias eram supridas com energia elétrica através de um motor-gerador a Diesel, de propriedade do pastor da Igreja Evangélica local. O motor operava das 18 às 22 horas e era cobrado R\$ 10,00/família/mês. O sistema híbrido foi projetado para atender toda a demanda da comunidade, havendo a contrapartida da prefeitura para a aquisição do motor à Diesel. Entretanto, como a prefeitura não cumpriu com a sua parte, o projeto ficou limitado a atender somente a escola, iluminação pública, posto de saúde, igrejas e o sistema de bombeamento de água da vila.

O sistema eólico é composto por uma turbina importada de 10 kW (instalado em uma torre de 20 m de altura), um transformador trifásico 30 kVA, um controlador de carga VCS-10, dois inversores de 4 kW cada, um banco de baterias composto por 20 baterias de chumbo-ácido 12 V/150 Ah em série/paralelo (baterias de caminhão) e 2 carregadores de bateria. As Figuras 6.18 e 6.19 mostram o aerogerador e o banco de baterias instalados na vila. O gerenciamento do sistema fica a cargo da própria comunidade, através de dois moradores treinados pela equipe do GEDAE. Periodicamente o sistema é visitado pelo GEDAE para que sejam realizadas a vistoria e manutenção específica.



Figura 6. 18: Aerogerador da Vila de Mota.

Fonte: Elaboração própria.

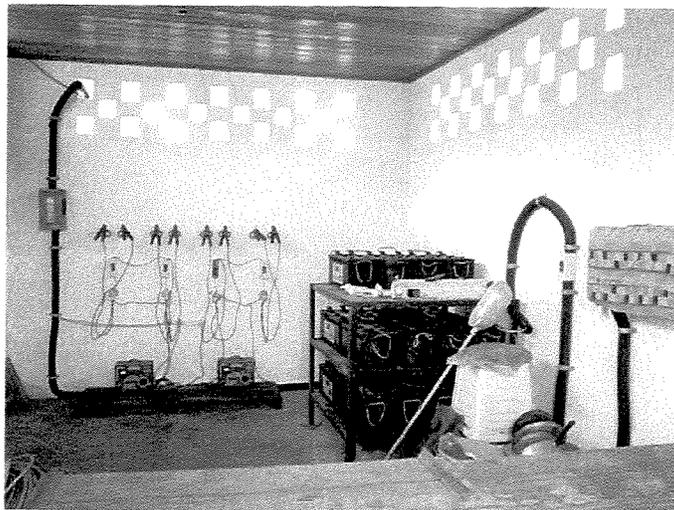


Figura 6. 19: Banco de baterias e carregadores.

Fonte: Elaboração própria.

Quando da realização da pesquisa de campo, o posto de saúde estava desativado e a única escola municipal atendia a 228 alunos do pré-escolar à 8ª série apenas no período diurno, não havendo mais o horário noturno. Após três anos de utilização, a vida útil do banco de baterias havia terminado e a comunidade começava a se mobilizar para realizar a reposição. Neste meio tempo, chegou à localidade o Programa Luz no Campo, dispensando o uso do sistema eólico. Nesta ocasião, estudava-se a possibilidade de retirar o sistema para que pudesse ser utilizado em outra comunidade.

PROJETO “IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-DIESEL PARA ATENDER A  
COMUNIDADE DE PRAIA GRANDE EM PONTA DE PEDRAS – PA”

Também desenvolvido no âmbito do PTU (MCT/CNPq), este projeto foi instalado em novembro de 1998 pelo GEDAE. A comunidade localiza-se no Município de Ponta de Pedras, na Ilha do Marajó – PA e seu acesso é feito através de aviões de pequeno porte ou embarcações saindo de Belém. A viagem em barco levou cerca de 3 horas até a sede do município, sendo necessário seguir por uma estrada até a comunidade, distante 9 km da sede.

Segundo o levantamento feito no local, a população residente é de aproximadamente 120 habitantes, distribuídos em 22 residências. A comunidade conta com um centro comunitário e uma escola. O fornecimento de água é proveniente do sistema de bombeamento de água por cata-vento a partir de um poço semi-artesiano instalado próximo à praia (Rêgo, 1999).

A estrutura produtiva tem como base o cultivo e beneficiamento de coco, cuja casca é utilizada para fabricação de encostos de cabeça para assentos de veículos. A comunidade conta com uma microindústria (UBEFINA - Unidade de Beneficiamento de Fibras Naturais), responsável pela extração da fibra do coco. Essa fibra é transportada para a PRONAMAZON - Indústria de Aproveitamento de Produtos Naturais da Amazônia, localizada em Ponta de Pedras, onde se faz o produto final. A indústria é administrada pelos moradores da comunidade, em convênio com a empresa automotiva Mercedes-Benz, a qual absorve totalmente a produção (em média 3.000 peças/mês) (Rêgo, 1999). Essa atividade representa a principal fonte de ocupação e renda da população, enquanto que as atividades agrícolas atendem apenas a subsistência. Outra atividade econômica existente é o comércio, havendo um depósito, um bar e uma padaria.

A demanda de energia elétrica da indústria é atendida através de um motor-gerador a Diesel, instalado pela própria Mercedes-Benz, que também fornece o combustível. Já a comunidade não era atendida com energia elétrica até a instalação do sistema híbrido.

O sistema eólico instalado conta com duas turbinas, sendo uma de fabricação nacional, com potência estimada em 15 kW, e outra, importada, de 10 kW. O sistema de geração eólico nacional, instalado em uma torre treliçada de 15 m de altura, é composto por um banco trifásico de capacitores, utilizado na excitação do motor de indução; um banco de 18 baterias chumbo-ácido de 12 V/150 Ah cada, ligadas em série (216 V); um retificador trifásico 220 V a diodo e um inversor estático monofásico ( $220 V_{DC}/120 V_{AC}$ ) (Vale, 2000). A turbina eólica nacional foi totalmente projetada e produzida na UFPA—Universidade Federal do Pará, por professores e colaboradores técnicos do GEDAE. A Figura 6.20 mostra a turbina eólica nacional.



Figura 6. 20: Turbina eólica nacional instalada em Praia Grande.

Fonte: Vale, 2000.

O sistema eólico importado é composto por uma turbina de potência nominal de 10 kW, de fabricação americana (Bergey Windpower Co.), um transformador trifásico, um sistema de controle de tensão com controlador de carga VCS-10, um retificador, dois inversores programáveis e um sistema de armazenamento composto por banco de baterias de chumbo-ácido, com características nominais de 12V/150Ah resultando em 48V<sub>DC</sub> (Vale, 2000). A Figura 6.21 mostra o sistema eólico importado instalado.

O sistema Diesel é formado por dois grupos Diesel monofásicos, de 7,5 kVA cada, complementando o sistema eólico nos períodos de baixas velocidades de vento ou de calmaria. A utilização de dois grupos geradores, ao invés de um só de 15 kVA, permite dividir o trabalho alternadamente entre um grupo diesel (A) e o outro (B), já que se trata de uma carga instalada pequena (Rêgo, 1999). Isso facilita a manutenção periódica dos mesmos e também proporciona um aumento da vida útil, já que os tempos de operação são reduzidos.



Figura 6. 21: Sistema eólico importado.

Fonte: Elaboração própria.

O sistema possui uma rede de distribuição monofásica (120 V, 60 Hz) que alimenta toda a comunidade e a iluminação da rua principal, composta por 17 luminárias instaladas em postes alternados. As residências contam com instalações elétricas básicas, compostas por duas tomadas em cada casa, uma lâmpada fluorescente de 20 W por cômodo da residência e um disjuntor central (Rêgo, 1999). O GEDAE forneceu treinamento básico para alguns moradores que ficaram responsáveis pela manutenção do sistema, sendo os casos mais graves atendidos pelo GEDAE. A comunidade também realiza uma cobrança pela energia elétrica consumida por cada família, estipulada em R\$ 4,00/mês. Este valor foi determinado pela própria comunidade no início do projeto, mas acredita-se que as suas características econômicas permitiriam um valor superior.

Tanto o sistema eólico nacional quanto o importado não se encontravam em operação quando da realização da pesquisa de campo. O primeiro mantinha-se parado em função de problemas durante a manutenção do sistema, quando uma das pás foi quebrada. O segundo estava em funcionamento até junho de 2002, quando foi realizada a primeira reposição de baterias. Através da articulação da comunidade, conseguiu-se obter o novo banco de baterias junto à

Prefeitura de Ponta de Pedras e ao Programa Pobreza e Meio Ambiente na Amazônia – POEMA, este vinculado ao Núcleo de Meio Ambiente da Universidade Federal do Pará – NUMA/UFPA. Entretanto, ao invés de aguardarem a chegada da equipe do GEDAE, os moradores decidiram realizar eles próprios a reposição, causando a queima do inversor. Assim, até o início de 2003 a comunidade estava sendo suprida apenas com a energia proveniente do sistema a Diesel, ligado entre as 18 e 22 horas. Cerca de 70% do combustível utilizado era fornecido pela prefeitura, ficando a cargo da comunidade o restante. Quando da pesquisa, existia a possibilidade da comunidade passar a ser atendida através do Programa Luz no Campo, já que se encontrava a apenas 2 km da rede de distribuição. Acredita-se que isto ainda não tinha ocorrido em função de problemas políticos existentes entre a antiga prefeitura e a concessionária de energia elétrica local.

PROJETO “SISTEMA FOTOVOLTAICO DE ELETRIFICAÇÃO DE ÁREAS COMUNITÁRIAS NA LOCALIDADE DE ITANCOÃ “ - PA

Este projeto foi implantado através do PRODEEM em agosto de 2001 na localidade de Itancoã, no Município de Acará – PA. Seu acesso foi realizado através de barco, levando um pouco mais de 1 hora de viagem saindo de Belém. Esta comunidade é um antigo quilombo e seus moradores são descendentes dos negros que ali viviam. A comunidade é composta por cerca de 79 famílias e conta com um centro comunitário, duas igrejas, uma escola com 180 alunos do pré-escolar até a 4ª série e um posto de saúde. A principal atividade econômica é a produção de carvão vegetal e de farinha e a venda do açaí.

O sistema fotovoltaico instalado tem como objetivo a alimentação da escola, do centro comunitário, do posto de saúde e de uma igreja, de acordo com os padrões estabelecidos pelo MME no Edital do PRODEEM, sendo prevista a alimentação de pequenas cargas como TV, vídeo-cassete, antena parabólica, computador e frigobar, além de iluminação. O sistema, apresentado nas Figuras 6.22 e 6.23, é composto por 40 módulos fotovoltaicos da marca POWEREX (53-56 Wp), 24 baterias de 115 Ah, dois controladores de carga (12/24/48 V / 40 A) e um inversor (48 Vdc/115 Vac). Com isto, atende-se as quatro salas de aula (aulas noturnas para adultos), as áreas de circulação, os banheiros, a cozinha, a diretoria, a despensa, o refeitório e o

kit televisão/vídeo/antena parabólica da escola. O centro comunitário, a igreja e o posto de saúde também passaram a receber energia elétrica.



Figura 6. 22: Sistema fotovoltaico de Itancoã.

Fonte: Elaboração própria.

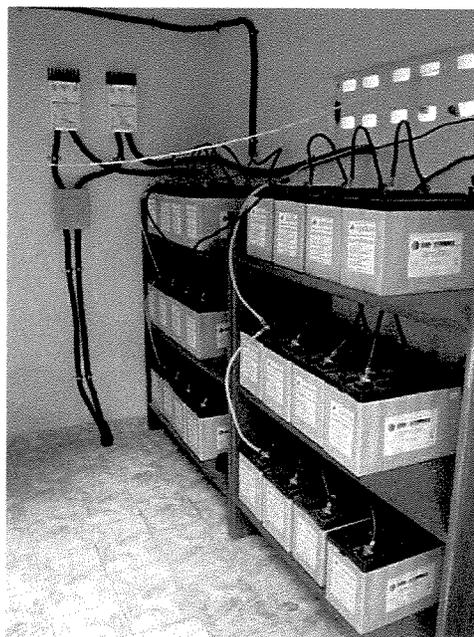


Figura 6. 23: Banco de baterias e controladores de carga.

Fonte: Elaboração própria.

A comunidade recebeu treinamento do GEDAE, responsável pela instalação, para a manutenção básica do sistema. Entretanto, diferentemente das demais comunidades visitadas no estado, os sistemas estavam em perfeito estado quando da realização da pesquisa de campo, no qual se via claramente o cuidado com que a comunidade mantinha os equipamentos. A comunidade também conseguiu junto à prefeitura um motor gerador (12 CV) para bombear água de um poço até o reservatório. Quando não está sendo utilizada a bomba e não há mais carga no banco de baterias, o motor é acionado para gerar energia elétrica.

Mensalmente são gastos cerca de 60 l de Diesel, comprados pela própria comunidade na cidade ao preço de R\$ 1,20/l. Para arcar com este custo, a comunidade, liderada pelo Sr. Dilcio, realiza um rateio entre todos. Além disto, parte do dízimo da igreja e da receita dos bingos, realizados todos os domingos, também são usados para a compra do Diesel. Na ocasião, a comunidade estava tentando conseguir um financiamento, junto ao BANPARÁ, para a introdução da atividade de piscicultura, no caso tambaqui, para a venda.

### **6.3. Considerações Finais**

O desenvolvimento da Região Amazônica apresentou uma dinâmica bem diferente do restante do Brasil, como pôde ser visto na caracterização apresentada. Apesar de corresponder a 36% do território nacional, sua grandeza física se contrapõe à sua representatividade populacional (3,4% da população brasileira, segundo a contagem de 1996) e seu consumo de energia elétrica (1,5% do total utilizado em 1999). Em se descontando as capitais dos estados pertencentes à Região Amazônica, este consumo diminui ainda mais, representando menos de 0,5% da energia elétrica total utilizada no Brasil (Silva & Cavaliero, 2001).

As capitais e algumas cidades do interior dos estados são supridas a contento pelas empresas geradoras subsidiárias da ELETROBRÁS, ELETRONORTE e de governos estaduais e pela CEMAT. Entretanto, o mesmo não pode ser dito dos sistemas que atendem o interior destes estados. De uma maneira geral, os sistemas isolados do interior são caracterizados por atenderem pequenas e médias comunidades localizadas em regiões distantes dos grandes centros urbanos,

cujos ambientes naturais extremamente complexos e pouco conhecidos dificultam o seu acesso.

Geralmente, a baixa demanda de energia elétrica verificada nestas localidades é decorrente do relativo pequeno contingente populacional e de sua baixa renda familiar. Essas características fazem com que o atendimento energético do sistema isolado seja realizado de forma descentralizada, com gerações instaladas próximas às cargas para evitar a construção de linhas de transmissão que, além de inviáveis economicamente devido às grandes distâncias, sempre provocam grandes danos ecológicos (Freitas et al, 1996).

Ao mesmo tempo, a RAI se destaca pelas peculiaridades ambientais que a distingue de outras áreas de atuação do setor elétrico brasileiro. Parte significativa da região é ocupada pela floresta tropical úmida, da qual depende todo o seu ciclo hidrológico e seu ecossistema frágil. É também nessa região que se encontra a maior parte das populações e comunidades indígenas e uma grande riqueza potencial de minérios, madeira, biodiversidade, etc. (Amaral, 1996). Todas estas características conferem a essa região a importância como regulador climático continental, criando o interesse nacional e internacional para a sua preservação (embora o cenário atual ainda inclua crescentes áreas desmatadas, sem reflorestamento).

Portanto, o suprimento de energia elétrica aos sistemas isolados da Região Amazônica envolve questões sociais e ambientais de extrema importância, que requerem estudos específicos e bem elaborados. Especialmente no caso do interior dos sistemas isolados, tais questões devem se sobrepor aos aspectos econômicos, ao contrário do que tem ocorrido nos sistemas interligados e que se pretende encaminhar às capitais dos sistemas isolados. Levando-se em conta que esta questão refere-se a menos que 0,5% da energia elétrica consumida no país, não se pode acreditar que fração tão pequena do todo possa comprometer o modelo adotado.

Sob o aspecto ambiental, deve-se considerar que a região vem passando por um contínuo processo de degradação do meio ambiente, preocupando comunidades científicas nacionais e internacionais. Isto mostra a urgência na alteração do modelo de desenvolvimento adotado, inclusive no que diz respeito ao suprimento energético. Levando em conta os impactos ambientais do uso de combustíveis fósseis e a busca pela redução das emissões de CO<sub>2</sub>, o uso de fontes renováveis alternativas na geração de energia elétrica configura-se como uma excelente opção para se alcançar o desenvolvimento sustentável da região.

Entretanto, as características da RAI indicam que não existe um leque tão grande de fontes renováveis alternativas com potencial para exploração. O aproveitamento da energia eólica está restrito ao litoral do norte da região, salvo algumas localidades com características muito particulares. A energia solar possui um razoável potencial distribuído por toda a região, mas é a mais cara de todas as tecnologias analisadas (em função da utilização de equipamentos importados ou fornecidos no mercado nacional por empresas estrangeiras). A melhor opção refere-se ao aproveitamento da biomassa, abundante na região, mas cujas tecnologias de conversão apresentam-se, em muitos casos, em fase de desenvolvimento. Apesar disto, não se pode negar que a utilização desta fonte permitiria a redução da dependência energética (fornecimento de combustíveis fósseis) e a redução dos impactos ambientais, especialmente quando o aproveitamento da biomassa estiver baseado no extrativismo (óleos vegetais), na utilização de resíduos (cascas, galhos, etc.) ou em técnicas de manejo sustentado (madeira).

Sob o aspecto social, o baixo poder aquisitivo das populações amazônicas se contrapõe ao alto custo do suprimento de energia elétrica nestas regiões. Como visto anteriormente, à exceção das capitais e de algumas cidades do interior, a atividade predominante das localidades é a pesca, ou seja, uma atividade sazonal. Portanto, não se pode imaginar repassar os custos reais de tarifa de uma energia elétrica que, além de tudo, é fornecida de forma descontínua e sem qualidade.

Considerando a necessidade do uso de fontes renováveis alternativas para o atendimento energético sustentável, cujos custos também são elevados <sup>25</sup>, conclui-se que dificilmente se poderia reduzir o custo de geração nestes sistemas no curto ou médio prazo. Entretanto, a maior disponibilidade energética e o uso da biomassa local possibilitariam o surgimento e o incremento de novas atividades econômicas, conduzindo ao aumento do poder aquisitivo e melhoria das condições de vida das comunidades. Além disto, iria refletir também na qualidade de vida das capitais, com a redução do êxodo da população do interior. Assim, defende-se neste trabalho a idéia de que a geração de energia elétrica nestas regiões, seja a partir de fontes convencionais ou de fontes renováveis alternativas, precisa estar associada ao desenvolvimento de uma atividade produtiva, de forma a garantir também benefícios econômicos à comunidade. Como consequência, no longo prazo os subsídios existentes para o suprimento dos sistemas isolados poderiam ser gradativamente reduzidos, deixando de onerar os demais consumidores do país.

---

<sup>25</sup> Porém competitivos com os custos de geração atuais da região.

Enquanto tudo isto não ocorre, estes subsídios deverão ser mantidos por algum tempo. Entretanto, torna-se fundamental desenvolver outros mecanismos que venham a garantir o atendimento destas comunidades, primordialmente a partir de fontes renováveis alternativas. Ao mesmo tempo, deve-se sempre recordar que, levando em consideração todas as peculiaridades que a região possui, não se pode buscar um mecanismo de incentivo único que venha a ser adotado em todo o sistema elétrico brasileiro. A única semelhança poderá se referir ao caráter gradativo de aplicação dos mecanismos nas capitais, com por exemplo, reduções anuais de tarifas especiais, de forma a incentivar a redução dos custos de suas tecnologias. E neste sentido, volta-se a recomendar maiores investimentos em pesquisa e desenvolvimento e a inclusão de índices mínimos de nacionalização dos equipamentos quando do incentivo às fontes renováveis alternativas, como mencionado anteriormente, de forma a desenvolver uma indústria nacional de tecnologias.

Além dos aspectos ambiental e social, as experiências apresentadas levaram a algumas reflexões quanto à implantação dos projetos de geração de energia elétrica a partir de tais fontes. A primeira delas refere-se à manutenção dos sistemas elétricos instalados. É fundamental que a comunidade participe ativamente da implantação, operação e manutenção dos sistemas e, para isto, é preciso que sejam oferecidos cursos básicos sobre as tecnologias empregadas. Desta forma, a própria comunidade poderia realizar uma manutenção básica e simples, deixando os casos mais difíceis a cargo de técnicos especializados. A pesquisa de campo ao Projeto Ribeirinhas - AM mostrou que não é possível depender apenas da vinda de técnicos da concessionária local para a solução de todos os problemas, especialmente nos casos em que a grande distância até as sedes dos municípios dificulta o acesso constante. Isto sem mencionar o caso das comunidades isoladas formadas por residências que também se mantêm distantes umas das outras e cujo atendimento é individual. Nestes casos, o custo para atender apenas uma residência torna a visita de técnicos ainda mais onerosa.

Um outro ponto está relacionado à gestão dos sistemas comunitários. Como o sistema precisa ser instalado em um lugar específico, que possua condições favoráveis de funcionamento, as famílias donas dos terrenos onde estão as instalações passam a ter um sentimento de posse ou sentem-se exploradas por aqueles que querem adquirir o bem sem contribuir para isso, como verificado no sistema do Assentamento Iporá. Novamente a participação total da comunidade na

implantação do projeto pode ajudar a minimizar este problema. A participação leva ao empenho, à dedicação, e, principalmente, ao consenso. As decisões tomadas em conjunto e a divisão de tarefas fazem com que todos se sintam responsáveis pelo projeto, podendo-se reduzir o sentimento de posse e de exploração do serviço prestado. Além disto, a boa experiência verificada em Itancoã – PA mostrou que a liderança na comunidade é fundamental para que todos cooperem. Esta liderança deve pensar no bem-estar da comunidade, deixando de lado interesses individuais e trabalhando em prol do interesse coletivo. Isto se torna ainda mais fácil quando todos, e não apenas o atendimento comunitário (escolas, postos de saúde, etc.), são supridos com energia elétrica.

Ao mesmo tempo, apesar de não ser possível repassar os reais custos de geração para as comunidades, acredita-se que o fornecimento de energia elétrica não deva ser feito gratuitamente. O sentimento de algo fornecido sem ônus faz com que não se dê tanto valor ao benefício obtido, refletindo paulatinamente no seu desinteresse pela manutenção dos equipamentos. Assim, é importante tentar estipular um valor com a própria comunidade, como por exemplo, o custo médio de cada família com a compra de querosene, velas, pilhas e recargas de baterias, a ser utilizado como referência para um valor a ser inicialmente cobrado. Posteriormente, com o incentivo ao desenvolvimento econômico da comunidade, este valor poderia ser gradualmente aumentado e o dinheiro arrecadado poderia ser usado nas futuras trocas de baterias ou em outras manutenções mais específicas.

Um outro ponto diz respeito aos problemas a serem enfrentados quando se trabalha com produtos que podem ser utilizados como energéticos ou como insumos de mercado, como foi o caso do óleo vegetal na Reserva Extrativista do Médio Juruá. Torna-se inevitável questionar porque incentivar o uso dos óleos vegetais na geração de energia elétrica se, ao final, a própria comunidade opta, por motivos econômicos, pela venda do óleo vegetal e uso de óleo Diesel. Nos casos em que o custo de transporte dos energéticos não onerar significativamente o valor final do produto poderá haver a opção de escolha, como vinha ocorrendo nesta comunidade. Entretanto, quando houver uma maior oferta do óleo vegetal, seguramente seu preço de mercado irá diminuir e a opção poderá ser diferente. Assim, a lei da oferta e procura para estes casos específicos passa a balizar a decisão de consumir ou vender o óleo vegetal. Em outros casos, a distância ao mercado de consumo pode ser tão grande que a viabilidade em produzir o óleo vegetal para venda

não seja tão atrativa, já que o preço do Diesel também será elevado, fazendo com que a comunidade opte por utilizá-lo na geração de energia elétrica.

Apesar de parecer simples, a experiência mostra que os pontos apresentados precisam ser levados em conta para que não acabem inviabilizando o projeto implantado. Caso os futuros projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas não venham a contemplá-los, poderão correr o risco de frustrar as expectativas da comunidade e de desperdiçar recursos financeiros importantes.

## Capítulo 7

### Conclusão e Recomendações para Trabalhos Futuros

A atenção dada às fontes renováveis alternativas vem crescendo cada vez mais em todo o mundo, estimulada por vários motivos, especialmente o estratégico e o ambiental. Prova disto são os vários mecanismos introduzidos em muitos países para estimular o seu uso nas diversas atividades econômicas, dentre as quais se destaca o setor elétrico. É importante ressaltar que o potencial energético das fontes renováveis alternativas é elevado, porém restrito a alguns condicionantes, como por exemplo à intermitência das condições climáticas (sol e ventos) e a sazonalidade das culturas agrícolas. Assim, o que se busca não é estimular indiscriminadamente o uso de uma ou outra destas fontes, no mesmo modelo adotado para o aproveitamento hidroelétrico, e sim a inclusão destas fontes como opção energética e, principalmente, ambiental, nas regiões em que assim o for.

Desta forma, os estudos apresentados nos capítulos anteriores permitem constatar que o desenvolvimento de um mecanismo para incentivar o uso de fontes renováveis alternativas aqui consideradas – solar fotovoltaica, eólica e algumas formas de biomassa - no setor elétrico brasileiro precisa levar em conta alguns pontos muito importantes para garantir o seu efetivo resultado.

O primeiro deles se refere às características distintas dos dois sistemas que compõem o setor elétrico brasileiro: o sistema interligado e os sistemas isolados. Sob o ponto de vista energético, por exemplo, pode-se constatar as diferenças quanto à composição do parque gerador e ao mercado de energia. Sob o ponto de vista institucional, esta distinção também fica muito

evidente, já que a maioria das medidas de reestruturação que vem sendo implementadas é destinada ao atendimento do sistema interligado. Por fim, sob o ponto de vista ambiental não se pode negar que a região em que se encontra a maior parte dos sistemas isolados, a Região Amazônica, é alvo de interesses nacionais e internacionais pela sua preservação e, portanto, exige um maior controle dos impactos ambientais da atividade de geração de energia elétrica.

Em sendo distintos, é coerente propor que os dois sistemas sejam analisados por metodologias também diferentes, que levem em conta as características de cada um, quando se tratar da definição de uma política energética, planejamento e regulação (regulamentação e fiscalização). Neste sentido, constata-se que, atualmente, não é prudente adotar um mecanismo único para atender qualquer finalidade nos dois sistemas, seja para inserir o ambiente competitivo no setor, seja para estimular a geração a partir de fontes renováveis alternativas. Assim, é fundamental a adoção de mecanismos de incentivo diferenciados para o uso de tais fontes no sistema interligado e nos sistemas isolados e, principalmente, que considerem sobremaneira a questão ambiental, primordial para viabilizar os empreendimentos a partir de fontes renováveis alternativas.

Sob este aspecto, é importante notar que a questão ambiental no setor elétrico passou a ser considerada de forma efetiva somente a partir da década de 80, mais especificamente após a publicação das diretrizes da Resolução nº 1 do CONAMA, apesar das grandes obras hidroelétricas terem sido realizadas na década de 70 e início de 80. A partir de então, a questão ambiental passou a ser encarada cada vez mais de forma pró-ativa, muito diferente do enfoque reativo a que era submetida. Assim, apesar de ainda existirem muitas lacunas a serem resolvidas quanto à regulamentação dos empreendimentos de geração hidroelétrica e termoeletrica, não se pode negar que existe atualmente um grande arcabouço legal para normatizar esta questão.

Entretanto, o mesmo não pode ser dito sobre a geração a partir das fontes renováveis alternativas e este é um outro ponto fundamental a ser analisado quando se trata de mecanismos de incentivos. As ausências de uma política específica e de um planejamento efetivo para incentivar estas fontes, fazem com que este tema continue sendo tratado de forma marginal. Isto pode ser evidenciado quando se observa que a primeira regulamentação específica para incentivar estas fontes, sem exigências quanto à sua competitividade frente à fonte convencional de geração, só veio a ocorrer em 1998, com a publicação da Lei Federal nº 9.648, a qual estende o direito de

uso da CCC para empreendimentos a partir de fontes renováveis alternativas e PCH's nos sistemas isolados. A partir de então, tais fontes passaram a ser cada vez mais contempladas como opção energética, ainda que em teoria. Isto porque na prática sabe-se que existem outros empecilhos à disseminação destas fontes, tanto que atualmente apenas três empreendimentos de PCH recebem os benefícios da CCC nos sistemas isolados.

Um destes empecilhos corresponde ao custo de geração a partir de fontes renováveis alternativas. Atualmente, as tecnologias existentes ainda apresentam custos elevados quando comparados à geração convencional, o que as tornam pouco competitivas e, conseqüentemente, pouco atrativas. Entretanto, não se pode esquecer que este enfoque é puramente econômico, não sendo contabilizados os benefícios e malefícios das fontes energéticas, de uma maneira geral, ao meio ambiente. Com certeza, caso estes fatores fossem incluídos na metodologia de análise, as fontes renováveis alternativas se configurariam como uma possível opção energética, ambiental e econômica em muitas aplicações.

Um outro problema seria a adoção de valores normativos para cada fonte de geração. Além de muitas vezes estes valores serem inferiores aos reais custos de geração com fontes renováveis alternativas, no caso brasileiro eles eram genéricos e aplicados em todo o país. Na realidade estes valores não deveriam ser os mesmos para todo o sistema elétrico, já que existe uma disponibilidade de fontes energéticas e um custo associado a cada uma delas que varia de região para região. Este é outro ponto que precisa ser revisto, já que o valor normativo geralmente é preponderante na decisão de investimento. Assim, em se optando por este tipo de mecanismo propõe-se o estudo de uma metodologia para definir valores normativos diferenciados para cada fonte em cada região.

Enquanto isto não ocorre, as fontes renováveis alternativas continuam sendo pouco atrativas e, por isto, a implantação destes projetos ainda se mantém a cargo dos governos federal e estadual. Dentro da esfera federal, pode-se encontrar programas estruturados de forma coordenada, como foi o PTU e é atualmente o PRODEEM. Já na esfera estadual, a grande maioria dos projetos é desenvolvida de forma pontual e não faz parte de um programa maior, correspondendo a uma ação isolada dos estados ou, em alguns casos, em parcerias destes com organismos internacionais. Assim, um aspecto que precisa ser evidenciado quando se trata de mecanismos para as fontes renováveis alternativas é a necessidade de se buscar, como uma das

metas principais, reduzir os seus respectivos custos de geração, de forma a torná-las mais competitivas e atrativas. Até o momento, não existe nenhuma regulamentação para fontes renováveis alternativas que contemple este objetivo e nem está previsto na lei de criação do PROINFA, ambiente perfeito para se buscar esta redução, já que se trata de um programa de longo prazo para o sistema interligado.

Neste sentido, a experiência internacional tem mostrado que existem alguns mecanismos regulatórios, introduzidos pelo poder público, para atingir este objetivo. Motivados pela busca em reduzir a dependência energética (combustíveis fósseis) ou de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, muitos países vêm adotando diferentes formas de incentivos: a criação de um fundo para apoiar a geração a partir de fontes renováveis alternativas, os leilões de energia a partir de tais fontes, as ecotaxas e até mesmo incentivos a fundos perdidos. De uma maneira geral, verifica-se que há uma convergência para um mecanismo específico: a obrigatoriedade em adquirir a energia gerada a partir de tais fontes mediante o pagamento de uma tarifa mais elevada, rateada por todos os consumidores de energia elétrica. Além disto, praticamente todos os mecanismos determinam a redução gradual dos incentivos, indo ao encontro do objetivo de torná-las competitivas a ponto de, no médio e longo prazo, não necessitarem de mais incentivos.

Ao mesmo tempo, estes mecanismos estão quase sempre atrelados a outros, como por exemplo os financeiros (criação de linhas de crédito específicas) e os fiscais (descontos, isenções, etc.). Com isto, busca-se incentivar o desenvolvimento de uma indústria de tecnologias de fontes renováveis alternativas, configurando-se em um novo nicho de mercado. Assim, apesar do encargo de uma tarifa diferenciada, verifica-se que parte deste valor pode vir a retornar para a população através do aumento da oferta de empregos, da qualificação da mão-de-obra e da redução dos impactos ambientais. Este é o outro ponto que deve ser reavaliado quando se sugere mecanismos para fontes renováveis alternativas no Brasil. Talvez no curto prazo seja difícil incentivar o desenvolvimento de uma indústria de tecnologias, já que a existente no mercado nacional, diga-se de passagem muito pequena, não consegue competir com os preços praticados pelo mercado internacional. Para mudar este perfil é fundamental investir cada vez mais em pesquisa & desenvolvimento e na maior interação entre os centros de pesquisa e os setores industriais.

Assim, outra proposta que se faz é que no curto prazo busque-se incentivar a indústria de

equipamentos periféricos, como por exemplo baterias e inversores, através da inclusão de índices mínimos de nacionalização, ou seja, de equipamentos fabricados no Brasil. Ao mesmo tempo deve-se introduzir mecanismos financeiros, para estimular a pesquisa & desenvolvimento, e desenvolver mecanismos fiscais, para facilitar a instalação de fabricantes no país no longo prazo.

Todos estes pontos se aplicam perfeitamente ao atendimento do sistema interligado, uma vez que a competitividade das fontes ainda é desvantajosa para as renováveis alternativas. Entretanto, nos sistemas isolados, encontrados em sua grande maioria na Região Amazônica, o custo da geração termoeétrica é muito elevado, o que se deve basicamente aos altos custos de transporte de óleo Diesel (subsidiado pela CCC). Isto evidencia ainda mais a necessidade de se realizar o aproveitamento energético local e, neste sentido, algumas fontes renováveis alternativas se tornam uma opção importante e se apresentam um pouco mais competitivas, especialmente se não for levado em conta os benefícios adquiridos com a CCC. Entretanto, sua disseminação esbarra novamente na falta de uma política energética, de um planejamento e, conseqüentemente, de uma regulamentação direcionada para este fim, especialmente no caso desta última quanto à questão do VN, genérico e pouco atrativo. Além disto, as incertezas quanto à privatização das empresas de energia elétrica dos sistemas isolados e a falta de um comprometimento com a questão ambiental, especialmente por se tratar de uma região tão complexa como a Região Amazônica, também contribuíram para que muito pouco pudesse ter sido feito.

Além disto, os sistemas isolados apresentam duas realidades distintas: as capitais e o interior. Nas capitais dos estados que compõem a Região Amazônica existe uma infraestrutura já formada, com atividades econômicas, sociais e culturais organizadas e sustentáveis, e com o atendimento de energia elétrica realizado pelas empresas concessionárias de cada região. Como sua demanda é bastante elevada, dificultando o atendimento com fontes renováveis alternativas, pelo menos no curto e médio prazo, existe uma série de propostas para o seu suprimento envolvendo linhas de transmissão (da UHE Tucuruí e de Guri) e a ampliação do parque termoeétrico, inclusive com a utilização do gás natural de Urucu (gasodutos).

Já no caso dos sistemas isolados do interior, a sistemática a ser adotada deveria ser completamente diferente de tudo o que vem sendo praticado até o momento. Do ponto de vista ambiental, não se pode esquecer que se trata da Floresta Amazônica, detentora da maior biodiversidade do mundo e cujo processo de degradação ambiental se encontra em estágio

contínuo e avançado. Além disto, a baixa demanda energética e a baixa renda familiar tornam o atendimento dos sistemas isolados do interior ainda mais complexo. Não se pode imaginar o repasse total dos elevados custos de geração, seja convencional ou alternativa, para a tarifa de um serviço que, além de tudo, é fornecido de forma descontínua e sem qualidade. Ao mesmo tempo, a experiência dos projetos desenvolvidos mostra que também não se deve fornecer a energia elétrica gratuitamente, sendo fundamental a cobrança de um valor, mesmo que simbólico. Tampouco se pode pensar em retirar os benefícios da CCC no curto prazo, já que subsidiam cerca de 30% dos custos médios de geração.

Desta forma, acredita-se que a universalização dos serviços de energia elétrica nos sistemas isolados do interior não deva se restringir apenas ao fornecimento residencial, como parece ser a intenção. Este fornecimento precisa ser condicionado ao desenvolvimento social da população e à busca em reduzir os impactos ambientais na região. Para atender estes dois requisitos, acredita-se que somente as fontes renováveis alternativas se configuram como uma opção real.

Além dos benefícios ambientais, frente ao uso de óleo Diesel em motores geradores, a experiência mostra a importância do engajamento da comunidade e da equipe técnica para que os projetos a partir de tais fontes tenham êxito. Esta interação deve ser completa, indo desde a indicação da melhor finalidade para a energia a ser gerada (residencial, comercial ou até mesmo industrial) e quais tecnologias deveriam ser empregadas, até a realização da manutenção dos sistemas instalados. Os bons resultados verificados na comunidade de Itancoã – PA mostram que formação de uma liderança na comunidade, trabalhando em prol do bem-estar coletivo, consegue mobilizar toda a população, permitindo o desenvolvimento do convívio social. Nos casos em que não há a participação efetiva da comunidade no projeto, aumentam os problemas referentes à operação dos sistemas instalados, incorrendo na necessidade de constantes visitas técnicas para realizar reparos que, em alguns casos, poderiam ser realizados por eles próprios. Tudo isto acaba criando uma opinião negativa sobre a eficiência da tecnologia aplicada, tornando difícil convencer a comunidade do contrário.

Somado a estes aspectos, acredita-se que o fornecimento de energia elétrica também poderia estar atrelado a um programa de desenvolvimento econômico das comunidades, como por exemplo o aproveitamento energético da biomassa para o desenvolvimento de uma indústria local (como visto na experiência com óleos vegetais em Carauari, AM), melhorando o poder

aquisitivo da população. Com o aumento da renda familiar, poderia-se garantir a permanência da população nas próprias comunidades, reduzindo as migrações para as principais cidades e capitais e melhorando a qualidade de vida urbana e do interior. Isto sem falar na possibilidade de reduzir cada vez mais os subsídios fornecidos para o atendimento destes sistemas, atualmente rateados entre todos os consumidores de energia elétrica do país.

Assim, acredita-se que no interior dos sistemas isolados as questões social e ambiental devam ser decisivas na definição do modelo de suprimento de energia elétrica, mesmo que os aspectos econômicos não sejam inicialmente vantajosos e que se esteja seguindo na contramão do modelo que se pretende para o restante do setor elétrico (sistema interligado e as capitais de algumas cidades dos sistemas isolados). Esta consideração deveria estar inserida dentro da filosofia da universalização dos serviços de energia elétrica nestes sistemas, dando a chance para que as comunidades venham a utilizar esta energia para outros fins, que não o simples atendimento residencial.

Concluindo, se existe a intenção de desenvolver o uso das fontes renováveis alternativas no país de forma séria, procurando-se alcançar sua competitividade econômica frente às fontes convencionais, principalmente as fósseis, o que ainda não foi feito apesar de existir uma grande retórica a respeito, é fundamental que, além da ampliação dos programas de P&D relativos às tecnologias associadas a estas fontes, busque-se a redução de custos com ganhos de escala de produção. Neste caso o incremento ao uso das fontes renováveis alternativas no interior da Região Amazônica é, sob o ponto de vista técnico, econômico e ambiental, o melhor caminho para se atingir este objetivo, seja pelas características de geração descentralizada da região, pelo maior custo da geração convencional, e pela maior necessidade de se reduzir os impactos ambientais nestas áreas. Foi demonstrado nesta tese que existe uma variedade de mecanismos legislativos e regulatórios que possibilitam a realização deste incremento, bem como relatadas experiências que mostram sua exequibilidade. Ao mesmo tempo, não foi objeto desta tese o aprofundamento do processo de implantação dos mecanismos de incentivo às fontes renováveis alternativas e nem o seu detalhamento em relação aos diferentes tipos de comunidades (índigenas, ribeirinhas, etc.), o que seguramente resultaria em muitas outras teses de doutorado. Entretanto, não se advoga aqui a continuidade da forma com que o suprimento energético das comunidades vem sendo realizado, onde a concessionária de energia elétrica avalia o consumo e implanta um

sistema de geração compatível com este, na quase totalidade dos casos motores-geradores a Diesel. Advoga-se sim que haja um efetivo programa de desenvolvimento sócio-econômico de cada comunidade, respeitando suas características próprias, com a participação de toda a população, de maneira que ao final se verifique e se determine qual ou quais as melhores alternativas de suprimento energético, se dimensione os sistemas e, principalmente, se estabeleça os usos da energia a ser fornecida. Portanto, o modelo aqui proposto é mais ou menos o inverso do atual, através do qual se espera que a simples introdução de geradores nas comunidades isoladas venham a resultar no seu desenvolvimento sócio-econômico.

Neste sentido, uma série de outros trabalhos poderia aprofundar vários aspectos aqui abordados, que sem dúvida muito iriam contribuir para aperfeiçoar as propostas apresentadas. Entre as várias possibilidades, podem ser citadas algumas mais relevantes e imediatas, como por exemplo, o levantamento do potencial energético das fontes renováveis alternativas no território brasileiro (em especial da Região Amazônica), o desenvolvimento de uma metodologia para determinar valores normativos para cada fonte renovável alternativa em cada região do país e um estudo que defina os mecanismos necessários para estimular o desenvolvimento de uma indústria nacional de tecnologias a partir de tais fontes, podendo-se utilizar, como ponto de partida, a experiência internacional neste tema.

Da mesma forma que este trabalho se situa em uma seqüência de pesquisas que vem sendo realizadas com relação ao uso das fontes renováveis alternativas e a problemática energética amazônica, em breve estarão concluídos outros trabalhos (Figueiredo, 2003) que, na mesma linha das conclusões expostas, já significarão a continuidade deste estudo.

## Referência Bibliográfica

ABONG – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ORGANIZAÇÕES NÃO GOVERNAMENTAIS (2003) 02/01/2003. Referência disponível na Internet.

<http://www.abong.org.br>

ALVIM FILHO, A. C. et al (1998) Os Sistemas Fotovoltaicos face as Alternativas de Geração de Energia Elétrica Tradicional. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3, 1998, São Paulo. **Anais...** São Paulo: Secretaria de Estado de Energia de São Paulo, 1998. p.194-199.

AMARAL, A. C. (1996) A Incorporação das Variáveis Sócio-Ambientais ao Processo de Planejamento do Setor Elétrico: o Caso da Amazônia. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n.2, p.271-282, 1996.

AMAZÔNIA (2000). **A Diversidade, a Vida Cotidiana, a Língua, as Atualidades, os Povos, as Tradições, o Lazer e a Cultura das Muitas Amazônias, com Destaque para as Populações Indígenas e a Vida das Cidades**. 04/02/2000. Referência disponível na Internet.

[http://www.amazonia.org.br/frame\\_populacao.htm](http://www.amazonia.org.br/frame_populacao.htm).

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (1998) **Legislação Básica do Setor Elétrico**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 1998. 447p.

———— (1999 a) **Legislação**. 29/03/1999. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

\_\_\_\_\_ (1999 b) **Resumo Histórico**. 29/03/1999. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br/defaultaagencia.htm>

\_\_\_\_\_ (1999 c) **Legislação Ambiental de Interesse do Setor Elétrico**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 1999. CD-ROM, Versão 1.0 Revisada e Ampliada, 1999.

\_\_\_\_\_ (1999 d) **Manual para Elaboração de Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro**. 29/03/1999. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

\_\_\_\_\_ (1999 e) **Nota de Esclarecimento do Valor Normativo**. 26/10/1999. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

\_\_\_\_\_ (2000 a) **Legislação Ambiental**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000. CD-ROM, 2000.

\_\_\_\_\_ (2000 b) **Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: ANEEL, 2000. v.2, 498 p.

\_\_\_\_\_ (2000 c) **Audiência Pública**. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

\_\_\_\_\_ (2001 a) **Legislação**. 15/08/2001. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

\_\_\_\_\_ (2001 b) **Nota de Esclarecimento sobre a Resolução ANEEL nº 22/2001: Valor Normativo**. 15/08/2001. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

———— (2002 a) **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002. 153 p.

———— (2002 b) **Legislação**. 15/10/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

———— (2003) **Resolução ANEEL**. 05/01/2003. Referência disponível na Internet.

<http://www.aneel.gov.br>

ARRUDA FILHO, E. J. M. (1999) Avaliação de Sistemas Alternativos de Energia para Sustentabilidade e Melhor Qualidade de Vida em Comunidades Rurais do Estado do Pará. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8, 1999, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1999. V.1, p.156-166.

AZEVEDO, P. B. M. (2000) Aspectos Econômicos da Produção Agrícola do Capim-Elefante. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

BAJAY, S. V. (1994) Reestruturação Internacional do Setor Elétrico em Diversos Países – Elementos de Reflexão para o Caso Brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2, 1994, Campinas. **Anais ...** São Paulo: Universidade Estadual de Campinas, 1994. p. 172-187.

———— (1998) Rápida Avaliação da Prática Internacional de Fomento à Atividade de Geração Descentralizada de Energia Elétrica e Formulação de Algumas Recomendações Preliminares de Medidas de Fomento à Atividade no País. In: **CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 1998. Módulo 4: Regulação do Setor Elétrico. p.264-276.

———— (2000) Estrutura Institucional, Composição do Parque Gerador, Aparato Regulatório e Políticas Energéticas em Diversos Países. In: **CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o**

**Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico.** São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 4: Política Energética, Planejamento e Regulação. p. 128-194.

BAJAY, S. V. et al (2000) Levantamento de Experiências no Exterior a Respeito de Políticas de Fomento e os Instrumentos Regulatórios Associados à Geração Descentralizada de Energia elétrica, sobretudo com Fontes Renováveis e plantas de Cogeração, e à Programas de Gestão do Lado da Demanda, que tenham tido Forte Motivação Ambiental. In: **Projeto Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro.** Convênio entre ANEEL e FUNCAMP. Cap. 4: Fomento à Atividade de Geração Descentralizada de Energia Elétrica. p. 93-131.

BERNOW, S.; Dougherty, B.; Duckworth, M. (1997) Quantifying the Impacts of a National, Tradable Renewables Portfolio Standard. **The Electricity Journal.** p.42-52, May 1997.

BERTASSO, A. J. (1994) Biodigestor – Um Estudo de Caso. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2, 1994, Campinas. Anais... Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 1994. p.294-297.

BORELLI, A. B. (1994) EIA – RIMA - Análise da Atual Legislação e as Perspectivas: Uma Abordagem Relativa ao Setor Elétrico. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2, 1994, Campinas. Anais... Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 1994. p.726-730.

BRASIL ENERGIA (1998) **O Mapa da Energia Gratuita.** Brasil Energia, Rio de Janeiro, n. 213. Agosto, 1998.

BRAUNBECK, O. A. et al (2000) A Colheita Mecanizada e Enfardamento de Capim-Elefante. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. Anais... Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

BRESSAN JÚNIOR, A. (1992) Principais Resultados da Política Ambiental Brasileira. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, v. 26, n. 1, p. 209.

BRUEL, V. (2001) **Renewables – A French Experience**. 18/12/2001. Referência disponível na Internet.

[http://www.nortonrose.com/Wind%20Farm/Wind%20Farm/Renewable\\_pdf/BRUEL.pdf](http://www.nortonrose.com/Wind%20Farm/Wind%20Farm/Renewable_pdf/BRUEL.pdf)

BRUSEKE, F. J. (1996 a) Desestruturação e Desenvolvimento. In: FERREIRA, A. L.; VIOLA, E. **Incertezas de Sustentabilidade na Globalização**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 1996. p. 103-132.

————— (1996 b) O Discurso da Sustentabilidade. **A Lógica da Decadência: Desestruturação Sócio-Econômica, o problema da Anomia e o Desenvolvimento Sustentável**. Belém: CEJUP, 1996. p. 276-298.

CÂMARA, I. G. (1986) Conservação da Natureza e Legislação. In: ALMEIDA JUNIOR, J. M.G. **Carajás: Desafio Político, Ecologia e Desenvolvimento**. Editora Brasiliense, CNPq, 1986. p. 560-587.

CANAL ENERGIA (2002 a) **Íntegra MP 14 – Newsletter Especial 11 04 2002**. 11/04/2002. Referência disponível na Internet.

[http://www.zonaeletrica.com.br/ce/img/docs/mp14/linkto\\_mp.shtml?countn=MP14](http://www.zonaeletrica.com.br/ce/img/docs/mp14/linkto_mp.shtml?countn=MP14)

————— (2002 b) **Newsletter 30 04 2002:Presidente veta pontos aprovados pelo Congresso na Lei do Setor Elétrico**. 30/04/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.canalenergia.com.br>

————— (2002 c) **Newsletter 23 04 2002: Produtores autônomos apostam na abertura do mercado com a criação do PROINFA**. 23/04/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.canalenergia.com.br>

———— (2002 d) **Newsletter 27 06 2002: PROINFA: demora na regulamentação deixa projetos de PCH em compasso de espera.** 27/06/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.canalenergia.com.br>

CARPENTIERI, E. (2000) O Projeto WBP/SIGAME Oferece Oportunidades na Área Técnica e Ambiental. **CENBIO Notícias**, São Paulo, USP, n.9, p.3, 2000.

CARTAXO, E. F.; JANNUZZI, G. M. (1998) Análise Técnica e Econômica de um Sistema Híbrido Solar-Diesel. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3, 1998, São Paulo. **Anais...** São Paulo: Secretaria de Estado de Energia de São Paulo, 1998. p.151-154.

CAVALIERO, C. K. N. (1998) **Redução das Emissões de CO<sub>2</sub> do Segmento Siderúrgico Nacional e do Estado de São Paulo Através da Injeção de Combustível Auxiliar em Alto Forno: Estudo de Casos na ACESITA e COSIPA.** Campinas: FEM, UNICAMP, 1998. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998.

CAVALIERO, C. K. N.; SILVA, E. P. (2000) Os Sistemas Isolados e o Uso e Fontes Renováveis Alternativas de Energia no Contexto de Regulação do Setor Elétrico Nacional In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS CONCEDIDOS, 1, 2000, Salvador. **Anais...** Salvador, 2000.

———— (2001 a) A Regulação do Setor Elétrico Brasileiro e o Incentivo às Fontes Renováveis Alternativas de Energia. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS CONCEDIDOS, 2, 2001, São Paulo/SP. **Anais...** São Paulo: Associação Brasileira de Agências de Regulação, 2001. CD-ROM.

———— (2001 b) Mecanismos Regulatórios para as Fontes Renováveis Alternativas: A Experiência do Reino Unido. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS CONCEDIDOS, 2, 2001, São Paulo/SP. **Anais...** São Paulo: Associação Brasileira de Agências de Regulação, 2001. CD-ROM.

\_\_\_\_\_ (2002) Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis Alternativas: Algumas Experiências na Região Amazônica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9, 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 2002. v. 4, p.1553-1560.

CAVALIERO, C. K. N. et al (2001) Sistemas Isolados: Política, Planejamento e Regulação. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS CONCEDIDOS, 2, 2001, São Paulo/SP. **Anais...** São Paulo: Associação Brasileira de Agências de Regulação, 2001. CD-ROM.

CCPE – COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS (2001) **Mercado de Energia Elétrica: Ciclo 2000 – Relatório Analítico do Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM.** Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, 2001. 115 p.

\_\_\_\_\_ (2002) **Plano Decenal de Expansão: Ciclo 2001-2010.** 01/07/02. Referência disponível na Internet.

[www.ccpe.gov.br](http://www.ccpe.gov.br)

CEAM – COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS (1997) **Projeto Campinas: Implantação de Sistema Híbrido Piloto de Geração de Energia Elétrica.** Manaus: CEAM, 1997.

CEC – CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (1997) **Policy Report on AB 1890: Renewable Funding.** Referência disponível na Internet.

[http://www.energy.ca.gov/restructuring/AB1890\\_renewables/97.03.28\\_final\\_report.html](http://www.energy.ca.gov/restructuring/AB1890_renewables/97.03.28_final_report.html)

CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossense (1999). **Programa Decenal de Geração: 1999/2008 Sistemas Isolados em Mato Grosso.** Diretoria de Produção e Transmissão - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - Comitê Técnico para Estudos Energéticos, 1999.

CEPED – CENTRO DE PESQUISAS E DESENVOLVIMENTO (1981) **Substituição de Óleo Diesel: Alternativas e Viabilidade de Diesel Vegetal**. 1981.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (2000) **Programa Luz no Campo**. 28/01/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.cepel.br/~per/1437.htm>

CERVENY, M.; RESCH, G. (1998) **Feed-in Tariffs and Regulations Concerning Renewable Energy Electricity Generation in European Countries**. Viena: Energieverwertungsagentur-EVA, 1998. 23p.

CNPq – CONSELHO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO CIENTÍFICO E TECNOLÓGICO (2002) **Terra e Meio Ambiente: Programa Trópico Úmido**. 15/12/2002. Referência disponível na Internet.

[http://www.cnpq.br/areas/terra\\_meioambiente/ptu/index.htm](http://www.cnpq.br/areas/terra_meioambiente/ptu/index.htm)

CORREIA, J. C. (1999) **Comunicação Pessoal**. 1999. (Faculdade de Tecnologia, Departamento de Eletricidade, Universidade do Amazonas – UA – Manaus, Amazonas, Brasil).

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S. (1997) **Tecnologias de Conversão Energética de Biomassa**. Manaus: EDUA/EFEL, 1997. 527p. (Série Sistemas Energéticos) 1997.

CPUC – CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (1997) **Electric Restructuring in Califórnia: na Informational Report**. 1997.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (1995) **Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica – GTEF. 1ª edição. 1995.

———— (2000 a). **Eletrificação Fotovoltaica para Uso Comunitário**. 28/01/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.cepel.br/~creseweb/projetos/comum-pv.htm>

———— (2000 b) **Sistemas Eólicos**. 28/01/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.cepel.br/~creseweb/projetos/eolico.htm>

CSPE – COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO (2001) **Racionamento: Legislação**. 17/07/2001. Referência disponível na Internet.

<http://www.cspe.sp.gov.br/racionamento>

DEWI – (2002) **Ley de Primacia de las Energías Renovables**. 10/01/2002. Referência disponível na Internet.

[http://www.dewi.de/dewi/themen/eeg/eeg\\_es.html](http://www.dewi.de/dewi/themen/eeg/eeg_es.html)

DIREITO AMBIENTAL (2000) 20/07/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.lei.adv.br>

DTI – DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (2000). NFFO News. **New Review – The Quarterly Newsletter for the UK New & Renewable Energy industry**. 10/08/2001. Referência disponível na Internet.

[http://www.consumers.gov.uk/NewReview/nr46/html/nffo\\_news.htm](http://www.consumers.gov.uk/NewReview/nr46/html/nffo_news.htm)

———— (2001 a) **The Renewable Obligations/NFFO**. 10/08/2001. Referência disponível na Internet.

<http://www.dti.gov.uk/renewable/nffo.html>

———— (2001 b) **New & Renewable Energy: Prospects for the 21<sup>st</sup> Century – The Renewables Obligation (Preliminary Consultation)**. 10/08/2001. Referência disponível na Internet.

<http://www.dti.gov.uk/renew/ropc.pdf>

\_\_\_\_\_ (2001 c) **The Renewables Obligation Preliminary Consultation: Analysis os The Responses to the Consultation Paper**. 10/01/2001. Referência disponível na internet.

<http://www.dti.gov.uk/renewable/analysis.htm>

ELETOBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (1991) **Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/1993**. Centrais Elétricas Brasileiras, Rio de Janeiro, 1991, 2 vols.

\_\_\_\_\_ (1999) **Plano Anual de Combustíveis: Sistema Isolado**. 16/11/1999. Referência disponível na Internet.

<http://www.eletobras.gov.br/atuacao/plano%5Fanual3.htm>

\_\_\_\_\_ (2000) **Plano Decenal de Expansão 2000/2009**. CD-ROM.

ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil (2000). 05/10/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.eln.gov.br>

ENERGETIC CONSULTING (2002) **The Ener-Iure Project – Phase III**. 02/01/2002. Referência disponível na Internet.

[http://www.en-consulting.com/en/Further\\_Projects/ENER-IURE/ener-iure.html](http://www.en-consulting.com/en/Further_Projects/ENER-IURE/ener-iure.html)

ENERGIA BRASIL (2002 a) **Relatório de Progresso nº 1**. 09/01/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.energiabrasil.gov.br>

\_\_\_\_\_ (2002 b) **Relatório de Progresso nº 2**. 09/04/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.energiabrasil.gov.br>

\_\_\_\_\_ (2002 c) **Relatório de Progresso nº 4**. 20/12/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.energiabrasil.gov.br>

**ENER-IURE (1999) ENER-IURE PHASE II: Analisis of the Legislation Regarding Renewable Energy Sources in the EU Member States - Financial Report of Germany.** 02/01/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.eufores.org/summary.htm>

———— (2001) **ENER-IURE PHASE III: Analisis of the Legislation Regarding Renewable Energy Sources in the EU Member States - Electricity Report of Germany.** 02/01/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.eufores.org/summary.htm>

**ETFPE – ESCOLA TÉCNICA FEDERAL DO PARÁ (2000) Sistema Solar Eólico Instalado em Santo Antônio do Tauá.** 28/01/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.etfpa.br/energia/sataua.htm>

**EUROPA (2001) Jornal Oficial das Comunidades Europeias: Legislação.** L 283, Ano 44, 27 de outubro de 2001. 15/01/2002. Referência disponível na Internet.

[http://europa.eu.int/eur-lex/pt/archive/2001/l\\_28320011027pt.html](http://europa.eu.int/eur-lex/pt/archive/2001/l_28320011027pt.html)

———— (2002) **Energias Renováveis: Livro Branco para Uma Estratégia e Um Plano de Ação Comunitários.** 15/01/2002. Referência disponível na Internet.

<http://europa.eu.int/scadplus/leg/pt/s14000.htm>

**FADIGAS, E. (2000) Energia Eólica e Energia Solar Fotovoltaica In: CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico.** São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 6: Produção de Energia Elétrica. p.285-329.

**FEAM – FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE (2000)** 20/07/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.feam.br>

FEDRIZZI, M. C.; SERPA P. (1999) Sistemas Fotovoltaicos para o Abastecimento de Água: Uma Experiência de Adoção da Tecnologia em Comunidades Tradicionais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8, 1999, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1999. V.3, p.1227-1231.

FERNANDES, M. C., SÁNCHEZ, C. G. (1999) Economic Viability of a Biomass Gasification Power Plant for Rural Electrification. In: **Clean Air V: International Conference on Technologies and Combustion for a Clean Environment**, 5, 1999. Lisboa, July, 1999.

——— (2000) Projeto de Gaseificação de Gramínea (*Pennisetum Purpureum*). In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

FERNADEZ, M. C. et al (2000) Custos da Gaseificação de Gramínea para Eletrificação Rural. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

FIGUEIREDO, C. A. (2003) **Contribuições para o Estabelecimento de Políticas de Desenvolvimento com Impactos Energéticos no Sistema Isolado do Estado do Amazonas.** Campinas: FEM, UNICAMP, 2003. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003.

FREITAS, M. A. V. et al (1996) Biomassa Energética Renovável para o Desenvolvimento Sustentável da Amazônia. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v.5, n.1, p.71-97, 1º semestre, 1996.

——— (1998) Estado da Arte para o Desenvolvimento Agro-Industrial Descentralizado das Bioenergias no Brasil. In: ANEEL. **Biomassa: Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil.** CD-ROM.

FUNAI – Fundação Nacional do Índio (2000). **PPTAL – Projeto Integrado de Proteção às Populações e Terras Indígenas da Amazônia Legal**. 07/07/2000. Referência disponível na Internet.

<http://www.funai.gov.br/pptal/mapa.htm>

GADGIL, A.; JANNUZZI, G. M.; SILVA, E. P.; LEONARDI, M. L. (1996) A Cost-Neutral Strategy for Maximal Use of Renewable Energy Sources and Energy Efficiency for Manaus, Brazil. **Proc. 1996 ACEEE**, v.9, p.87-99. Califórnia, USA, 1996.

GALLO, W. L. R. (2000) Usinas Termelétricas: Conceitos Básicos. In: **CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 6: Produção de Energia Elétrica. p.285-329

GALVÃO, L. C. R. et al (1998) Planejamento Integrado de Recursos (PIR) para Desenvolvimento Sustentável. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**, 3, 1998, São Paulo. **Anais...** São Paulo: Secretaria de Estado de Energia de São Paulo, 1998. p.426-432.

GARCIA, J. L. A. et al (1997) Avaliação de Motores Utilizando Óleo Vegetal como Combustível para a Geração de Eletricidade e Acionamento de Sistema de Irrigação. In: **SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, 14, 1997, Belém/PA. **Anais...** 1997.

GLASER, P. (1999) Green Power Marketing Claims: a Free Ride on Conventional Power? **The Electricity Journal**. pp. 32-40, July, 1999.

GOMES FILHO, A. (1998) Resíduos Florestais. In: **Biomassa: Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil - CDROM**. Brasília: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 1998.

GUTERMUTH, P-G. (1998) Financial Measures by the State for the Enhanced Deployment of Renewable Energies. **Solar Energy**, Great Britain, v. 64, n.1-3, p. 67-78, 1998.

HADDAD, J. Incentivos Regulatórios para o Uso Eficiente da Energia e Programas de P&D. In: **CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 5: Regulação dos Sistemas Elétricos e de Gás Natural. p. 72-132.

HALL, A. L (1991). **Amazônia Desenvolvimento para Quem? Desmatamento e Conflitos Sociais no Programa Grande Carajás**, trad. Ruy Jungmann, Jorge Zahar Editor, Rio de Janeiro, 1991.

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (2000). **Linhas de Atuação**. 04/10/2000. Referência disponível na Internet.  
<http://www.ibama.gov.br/atua.htm>.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (1985-1997). **Anuário Estatístico do Brasil – anos 1985 a 1997**. Rio de Janeiro: IBGE.

——— (1992). **Anuário Estatístico do Brasil – 1992**. Rio de Janeiro: IBGE, 1992.

——— (2000). **Indicadores Sociais Mínimos**. 04/12/2000. Referência disponível na Internet.  
<http://www.ibge.gov.br>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (1998) **Energy Policies of IEA Countries: 1998 Review**. International Energy Agency/Organisation for Economic Co-Operation and Development, 1998.

———— (2001) **United Kingdom: Overview of Renewable Energy Policy**. 10/08/2001.  
Referência disponível na internet.

<http://www.iea.org/pubs/studies/files/renenp2/ren/35-ren.htm>

———— (2003) **Energy Policies in IEA Countries: Germany 2002 Review**. 30/04/2003.  
Referência disponível na internet.

<http://www.iea.org/public/reviews/2002/germany.htm>

IMPrensa Nacional (2000) **Texto das Leis e Decretos**. 17/08/2000. Referência disponível na Internet.

[http://www.in.gov.br/mp\\_leis/leis\\_texto.asp?id=9991](http://www.in.gov.br/mp_leis/leis_texto.asp?id=9991)

INMET & LABSOLAR (1998) **Atlas de Irradiação Solar do Brasil**. Brasília, 1998.

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2000 a). **Áreas Críticas**. 14/04/2000.  
Referência disponível na Internet.

[http://www.inpe.br/Informacoes\\_Eventos/amz1998\\_1999/pagina20.htm](http://www.inpe.br/Informacoes_Eventos/amz1998_1999/pagina20.htm)

———— (2000 b). **Monitorando a Floresta Amazônica**. 14/04/2000. Referência disponível na Internet.

[http://www.inpe.br/Informacoes\\_Eventos/amz1998\\_1999/pagina7.htm](http://www.inpe.br/Informacoes_Eventos/amz1998_1999/pagina7.htm)

INSTITUTO CIDADANIA (2002) **Projeto Energia Elétrica: Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro**. 07/09/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.icidadania.org.br>

IWR - INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEEN (2002) **Energierichtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates**. 15/01/2002.  
Referência disponível na Internet.

<http://www.iwr.de>

JACQUES, A. V. A. (1990) Fisiologia do Crescimento do Capim-Elefante. In: Carvalho, I. A. et al. SIMPÓSIO SOBRE CAPIM-ELEFANTE. Anais... Coronel Pacheco: EMBRAPA-CNPGL, 1990.

JANNUZZI, G. M. (2000) **Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado**. Campinas, SP: Autores Associados, 2000. 116p.

JANNUZZI, G. M.; et al (1995) **Uso Eficiente de Energia e Fontes Renováveis para a Cidade de Manaus**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas. 1995.

KIKUSHI, S. (2000) Região Sul: Um Mercado Promissor para a Biomassa. **CENBIO Notícias**, São Paulo, USP, n.10, p.4, 2000

KOZLOFF, K. et al (2000) **Recomendações para uma Estratégia Regulatória Nacional de Combate ao Desperdício de Eletricidade no Brasil**. USAID-Brasil, 2000. Cap. 9: Pesquisa e Desenvolvimento. p. 155-181.

KUWAHARA, N. (1999). **Análise do Gás Natural Liquefeito como Alternativa Energética para os Pequenos e Médios Sistemas Isolados da Amazônia**. Campinas: FEM, UNICAMP, 1999. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999.

LEAL, R. T. (1998) **Avaliação do Potencial de Oferta e Demanda de Biomassa no Estado do Amazonas**. Manaus: Faculdade de Tecnologia, UA, 1998. Relatório de Estágio Supervisionado. Departamento de Eletricidade, Faculdade de Tecnologia, UA, 1998. 157p.

LEITE, A. D. (1997) **A Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997. 528p.

LEROY, J. P. et al (1997) **Brasil Século XXI: Os Caminhos da Sustentabilidade Cinco Anos depois da Rio-92**. Rio de Janeiro: FASE, 1997.

LOUREIRO, V. R. (1992). **Amazônia: Estado, Homem, Natureza**. Coleção Amazoniana No. 1, CEJUP, Belém, 1992.

MAMMANA, G. P. (1994) **O Financiamento do Setor Elétrico e as Políticas de Meio Ambiente e de Conservação de Energia no Brasil**. Campinas: FEM, UNICAMP, 1994. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1994. p.57-73.

MAMMANA, G. P.; JANUZZI, G. M. (1994) Legislação de Meio Ambiente e Política Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2, 1994, Campinas. **Anais ...** São Paulo: Universidade Estadual de Campinas, 1994. p. 766-771.

MARIOTONI, C. A.; BADANHAN, L. F. (2001) **Técnica de Gestão Ambiental Aplicada ao Planejamento de Hidrelétricas**. Campinas, SP: Editora Gráfica Bernardi Ltda, 2001. 229 p.

MATTOS, C. M. (1980). **Uma Geopolítica Pan-Amazônica**. Biblioteca do Exército, Rio de Janeiro, 1980.

MCT- MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA (1998) **Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima: Contexto**. 15/01/1998. Referência disponível na Internet. <http://www.mct.gov.br/gabin/cpmg/climate/programa/programa/port/leaflet.htm>

MEDEIROS, R. A. (1996) **História & Energia 6: O Capital Privado na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo, ELETROPAULO: Departamento de Patrimônio Histórico, 1996. 217p.

MILARÉ, E. (1990) Legislação Ambiental e Participação Comunitária. In: **Universidade e Sociedade face à Política Ambiental Brasileira**. Textos básicos, Florianópolis, 1990.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA, DAS FINANÇAS E DA INDÚSTRIA (2002) **Les Énergies Renouvelables: Une Priorité qui entre dans les Faits**. 02/03/2002. Referência disponível na Internet.

[http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/textes/se\\_rapp2001.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/textes/se_rapp2001.htm)

MIRANDA, R. M.; MOURA, R. D. (2000) Óleo de Dendê, Alternativa ao Óleo Diesel como Combustível para geradores de energia em comunidades da Amazônia. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

MITCHELL, C. (1998) **More Sun, More Wind, More Rain**. 10/08/2001. Referência disponível na Internet.

[http://www.findarticles.com/cf\\_0/m0FOP/n4404\\_v127/21201228/p2/article.jhtml?term=](http://www.findarticles.com/cf_0/m0FOP/n4404_v127/21201228/p2/article.jhtml?term=)

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (1982) **Biomassa, Biocombustíveis, Bioenergia**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 1982. 100p.

——— (2000 a) **Balanco Energético Nacional 2000**. Brasília, 2000. 154p.

——— (2000 b) **Programa Luz no Campo**. 15/08/2000. Referência disponível na internet.

<http://www.mme.gov.br>

——— (2001) **PRODEEM**. 06/03/2001. Referência disponível na Internet.

<http://www.mme.gov.br>

——— (2002 a) **Balanco Energético Nacional 2002**. Brasília, 2002. 183p.

——— (2002 b) **Programa PRODEEM e a Universalização do Acesso à Energia Elétrica no Brasil: Relatório 2002**. Brasília, MME: Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético, 2002. 15 p.

\_\_\_\_\_ (2003) **Resoluções 2002 - CNPE**. 26/01/2003. Referência disponível na Internet.  
<http://www.mme.gov.br/sen/cnpe/todocnpe.htm>

MOLION, L. C. B. (1994) Diesel Vegetal: A Energia Renovável. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v.3, n.2, p.116-121, 1994.

NEPSTAD, D. et al. (2000). O Empobrecimento Oculto da Floresta Amazônica. **Ciência Hoje**, Rio de Janeiro, v. 26, n. 157, p. 70-73, Janeiro-fevereiro, 2000.

NORTON ROSE (2001) **Energy Group: Briefing**. 18/12/2001. Referência disponível na Internet.  
<http://www.nortonrose.com/Wind%20Farm/Wind%20Farm/V4%20Wind%20Power%20in%20France%20151.pdf>

OLIVEIRA, H. A. (2000) Direito Ambiental. In: **CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 3: Direito da Energia. p.117-146.

OLIVEIRA, L. et al (1999) Biodigestores Rurais: Uma Discussão sobre a Experiência Paraibana. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA**, 8, 1999, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1999. V.3, p.1397-1404.

ÖZAKTAS, T. et al (1997) Alternative Diesel Fuel Study on Four Different Types of Vegetable Oils of Turkish Origin. **Energy Resources**, v.19, p.173-181, 1997.

PESCE, C. (1941) **Oleaginosas da Amazônia**. Belém: Ol. Graf. Da Revista da Veterinária, 1941. 123p.

PFEIFER, W. C. & LACERDA, L. D. (1988). Mercury Inputs into the Amazon Region, Brazil. **Environmental Technology Letters**, v. 9, p. 325-330, 1988.

PFEIFER, W. C. et al. (1990). A Ameaça do Mercúrio nos Garimpos. **Ciência Hoje**, Rio de Janeiro, v. 11, p. 10-12, 1990.

PLARD, N.; LENAS, M. (1997) **Eole 2005**. 15/12/2001. Referência disponível na Internet.  
<http://www.edf.fr/html/fr/actualites/pdf/dpeoie.pdf>

POPPE, M. K. (1996) **Les Politiques de Promotion de la Production Autonome de Electricité a partir des Energies Renouvelables et la Cogeneration en Europe**, CIRED/EHESS, Paris. Juillet, 1996.

PORTES, J. H. F. (1998) **a Regulação da Indústria de Energia Elétrica no Brasil e seu Impacto nas Relações com os Clientes: Uma Perspectiva Empresarial**. São Paulo: IEE, USP, 1998. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade Estadual de São Paulo, 1998. p.21-40.

PRADO JÚNIOR, F. A. A.; MARIOTONI, C. A. (1994) Considerações sobre a Influência do Movimento Ambientalista na Competitividade das Empresas Energéticas do Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2, 1994, Campinas. **Anais ...** São Paulo: Universidade Estadual de Campinas, 1994. p. 736-743.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL (2002) **Legislação**. 30/04/2002. Referência disponível na Internet.  
<http://www.planalto.gov.br>

RAMALHO, E. L. (1999) **Uma Visão da Comercialização de Energia Elétrica, pelas Indústrias de Açúcar e Alcool, diante da reestruturação do Setor Elétrico Nacional**. Campinas: FEM, UNICAMP, 1999. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, 1999.

RAMESH, M. (2001) **Renewable Energy: Learning from the UK British Experience**. 10/08/2001. Referência disponível na Internet.

<http://sdnp.delhi.nic.in/resources/energy/news/bl-5-11-uk.html>

REDE NORTE DE ENERGIA (2002) **Sobre a Rede Norte de Energia: Conceito, Missão, Arquitetura, Objetivos, Estrutura Organizacional e Eixos Estratégicos**. 15/12/2002. Referência disponível na Internet.

<http://www.ufpa.br/redenorte/>

RÊGO, J. L. C. (1999) Definição, Montagem, Commissionamento e Monitoração de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade. Belém: CT, UFPA, 1999. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Pará, 1999.

RIBEIRO, C. M. et al (1999) Tecnologia Fotovoltaica: Uma Alternativa Real para Eletrificação Rural no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8, 1999, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1999. v.3, p.1501-1525.

ROSA, L. P. et al (1998) **A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo: Uma Visão Crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará : COPPE, UFRJ, 1998. p.143-196.

RÖSCH, C. (1998) National Support for Energy Production from Biomass. In: KALTSCHMITT, M.; RÖSCH, C & DINKELBACH, L. (eds). **Biomass Gasification in Europe**. European Commission.

SÁ FILHO, H. L. et al (1979) Diagnóstico da Viabilidade Técnica de Utilização dos Óleos Vegetais Brasileiros como Combustível/Lubrificantes. **Informativo INT**, v.12, n.22, p.29-40, Maio/Ago, 1979.

SANTOS, A. H. M. et al (1998) A Operação de Sistemas Hidrotérmicos e o Uso Múltiplo das Águas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3, 1998, São Paulo. **Anais...** São Paulo: Secretaria de Estado de Energia de São Paulo, 1998. p.341-347.

SÁSSI JR. P. M.; ANDRADE M. T. P. O. (1998) A Evolução da Regulamentação do Setor Elétrico Nacional. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3, 1998, São Paulo. **Anais...** São Paulo: Secretaria de Estado de Energia de São Paulo, 1998. p.295-300.

SAUER, I. (2000) Universalização do Acesso, Tarifas Sociais e Incentivos Regulatórios para a cogeração e Fontes renováveis de Energia : Notas de Aula. In: **CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 5: Regulação dos Sistemas Elétricos e de Gás Natural. p. 133-164.

SER – SINDICATO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS (2002) **Actualité: 13 mars 2002 – Signature de l'arrêté sur le photovoltaïque**. 02/04/2002. Referência disponível na Internet. <http://www.ser-fra.com/actualite.htm>

SERRA, E. T. et al (1999) Bioeletricidade: Um Programa Experimental do Ministério de Minas e Energia para Comunidades Isoladas e Meio Rural. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8, 1999, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1999. v.3, p.1353-1363.

SEYE, O. et al (2000) Queima Direta de Gramínea: Projeto Integrado de Biomassa – PIB. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

SILVA, E. S. et al (1997) Possibilidade do Uso de Fontes Renováveis de Energia em Manaus. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v.6, n.2, p.9-33, 2º Semestre, 1997.

SILVA, E. P. (1999) **Fontes Renováveis de Energia: Geração de Energia para o Desenvolvimento Sustentável**. Notas de Aula da Disciplina Fontes Renováveis Alternativas. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP, 1999.

SILVA, E. P.; CAVALIERO, C. K. N. (2001) **Regulação Energética e Meio Ambiente: Propostas para a Região Amazônica Isolada**. Campinas: NIPE/UNICAMP, 2001. 193 p.

SILVA, O. C. (1998 a) Óleos Vegetais. In: **Biomassa: Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil - CDROM**. Brasília: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 1998.

———— (1998 b) Óleos Vegetais: A base para uma Indústria Sustentável de Combustíveis. **CENBIO Notícias**, São Paulo, n.1, p.3, Jan-Fev, 1998.

SOARES, G. F. W. et al (2000) Operação de um Grupo Gerador Diesel Utilizando Óleo Vegetal Bruto como Combustível. In: **ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER**, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

SOUZA, R. C. R.; SOUZA, M. R. (1999) Possibilidades de Cogeração na Indústria Madeireira no Estado do Amazonas. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA**, 8, 1999, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1999. V.3, p.1405-1418.

SOUZA, R.C.R. (2000) **Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos Sistemas Isolados a Região Amazônica: Uma Abordagem Multiobjetiva**. Campinas: UNICAMP. Faculdade de Engenharia Mecânica – FEM, 2000. (Tese, Doutorado).

TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. (1996) Setor Elétrico Brasileiro: Mudanças Institucionais e Redefinições Regulatórias. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA**, 7, 1996, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1996. p.1196-1209.

TORRES, E. A. (2000) Avaliação de um Motor do Ciclo Diesel Operando com Óleo de Dendê para Suprimento Energético em Comunidades Rurais. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

UNEP - UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (1998) **Information Unit for Conventions (IUC)** (1998) 15/01/1998. Referência disponível na Internet.

<http://www.cop3.org/fccc/climate/>

VALE, S. B. (2000) **Monitoração e Análise de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Belém: CT, UFPA, 2000. Dissertação (Mestrado) - Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará, 2000.

VALENTE, L. C. G.; ALMEIDA, S. C. A. (1996) Análise da Viabilidade Econômica de Utilização de um Sistema Híbrido Diesel-Fotovoltaico para a Geração Descentralizada de Energia. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v.5, n.1, p.126-145, 1º Semestre, 1996.

VALVERDE, O. (1989). **Grande Carajás: Planejamento da Destruição**. Forense Universitária, Universidade de São Paulo, Fundação Universidade de Brasília, Rio de Janeiro, 1989.

VERDE LEAL, M. R. L. (2000) Ensaio de Colheita de Cana Picada com Limpeza Parcial. **CENBIO Notícias**, São Paulo, USP, n.10, p.6, 2000.

VIEIRA, R. S. (1999) **Problemática Energética e Ambiental na Amazônia: Avaliação e perspectivas**. Manaus: Universidade do Amazonas, Abril, 1999.

WALTER, A. C. S. (1998) Estado da Arte das Tecnologias de Alto Desempenho para Produção de Eletricidade a partir de Biomassa. In: ANEEL. **Biomassa: Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil**. CD-ROM.

——— (2000 a) Tecnologias de produção de Eletricidade a partir de Biomassa. In: **CENÁRIOS: Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório Institucional e Organizacional do Setor Elétrico**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2000. Módulo 6: Produção de Energia Elétrica. p.183-259.

——— (2000 b) Fomento à Geração Elétrica com Fontes Renováveis de Energia no Meio Rural Brasileiro: Barreiras, Ações e Perspectivas. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER, 3, 2000, Campinas/SP. **Anais...** Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2000. CD-ROM.

WALTER, A. C. S. et al (2000) Proposição de Eliminação de Barreiras e Formulação de Políticas de Fomento, com os Instrumentos Regulatórios Associados à Geração Distribuída de Energia Elétrica no Brasil, sobretudo com Fontes Renováveis e Plantas de Cogeração. In: **Projeto Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro**. Convênio entre ANEEL e FUNCAMP. Cap. 5: Fomento às Fontes Renováveis de Energia na Geração Distribuída de Eletricidade. p. 31-44.

WINROCK INTERNATIONAL (1999) **Trade Guide on Renewable Energy in Brazil**. Salvador: Renewable Energy Project Support Office, 1999. p.10-38.

WISER, R.; PICKLE, S. (1997) **Financing Investments in Renewable Energy: the Role of Policy Design and Restructuring**. Lawrence Berkley National Laboratory, LBL-39826. 1997. Referência disponível na Internet.

<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emppubs.html>

WISER, R.; PICKLE, S.; GOLDMAN C. (1997) **California Renewable Energy Policy and Implementation Issues: An Overview of Recent Regulatory and Legislative Action**. Lawrence Berkley National Laboratory, LBL-39247. 1997. Referência disponível na Internet.

<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emppubs.html>

**WISER, R. (1998) Supporting Renewable Generation Through Green Power Certification: The Green-e Program.** Lawrence Berkley National Laboratory, LBL-42485. 1998. Referência disponível na Internet.

<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emppubs.html>