

**IPEN – INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E
NUCLEARES**
Autarquia Associada à Universidade de São Paulo

**AVALIAÇÃO AMBIENTAL DE DIFERENTES FORMAS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

ANA MARIA DE OLIVEIRA GUENA

**Dissertação apresentada como parte dos
requisitos para a obtenção de Grau de Mestre
em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear –
Materiais.**

Orientador: Dr. Afonso Rodrigues de Aquino

São Paulo

2007

Aos meus pais, Antonio e Nelva, aos meus irmãos, Luis Fernando e Paulo,
e as minhas avós Maria e Nica.

AGRADECIMENTOS

Ao Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, IPEN, pela oportunidade.

Ao Professor, amigo e meu orientador Dr. Afonso Rodrigues de Aquino.

Aos meus pais, Nelva e Antonio por serem pessoas maravilhosas e por me apoiarem sempre.

Ao meu irmão Luis Fernando pela compreensão e paciência. Ao meu irmão Paulo pelo apoio.

Aos meus demais familiares pela força.

A Maria Carolina Crisci Coelho, pela amizade, companheirismo e apoio durante o stricto sensu.

Ao Fernando José Firmino Moreira, chefe da divisão de ensino pela compreensão e apoio.

À equipe da pós-graduação, Ana Maria Maiorino, Calil M. Farra, Daniele Barilli, Ilze Puglia, Magali B. Silva, Maria do Rosário Ferreira, Renata Buter, Romério Ferreira e Vera Lucia Garcia pelo apoio e a amizade.

À professora Martha Marques Ferreira Vieira, pela amizade.

Aos meus amigos, os quais não citarei o nome, por medo de esquecer de algum, pela força, amizade, compreensão durante este trabalho.

Ao professores José Cláudio Dellamano e Ana Maria Pinho Leite Gordon, pela oportunidade de ser monitora em suas disciplinas.

EPÍGRAFE

CIÊNCIA

**“A sabedoria da natureza é tal que não produz nada de
supérfluo ou inútil”.**

Nicolaus Copérnico

TECNOLOGIA

**“Nunca ande pelo caminho traçado, pois ele conduz
somente até onde os outros foram”.**

Alexander Graham Bell

AVALIAÇÃO AMBIENTAL DE DIFERENTES FORMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ANA MARIA DE OLIVEIRA GUENA

RESUMO

No mundo moderno a energia elétrica tem um papel fundamental; ela é a base do progresso e desenvolvimento mundial. O seu surgimento propiciou a melhora no saneamento, na saúde, no abastecimento de água e alimentos, na qualidade de vida e também fez surgir a sociedade capitalista e de consumo.

A utilização do petróleo como fonte geradora de energia foi o impulso da revolução industrial e através dele foram desenvolvidos motores, geradores e máquinas que contribuíram para o progresso. Com isto veio também a emissão de gases (CO_2 , CO, SO_x e NO_x) e outras substâncias que agravaram o efeito estufa, o buraco na camada de ozônio e a chuva ácida alterando o equilíbrio do planeta.

O desenvolvimento de outras formas de geração de energia provocou mudanças nos locais onde estas foram instaladas, impactando o meio ambiente.

Este trabalho apresenta uma avaliação ambiental sobre as diferentes formas de geração de energia elétrica e os impactos ambientais pertinentes a cada uma delas. Inclui cinco formas de geração de energia elétrica: termelétrica, nuclear, hidrelétrica, eólica e solar.

No tópico energia termelétrica apresenta-se a geologia do petróleo, a sua extração e beneficiamento. Mostra também a descoberta e o desenvolvimento da indústria petrolífera no mundo e no Brasil. Detalha o funcionamento de três tipos de centrais termelétricas: a carvão, a gás e a óleo. São relacionados os impactos ambientais comuns a elas e os característicos de cada tipo de usina. Assim como o decorrente da desativação de cada uma delas.

É apresentado um pequeno histórico da energia nuclear, seu desenvolvimento no Brasil e no mundo, bem como o funcionamento de uma usina e os impactos causados durante a sua operação e seu descomissionamento.

A história, o funcionamento e o avanço da energia hidrelétrica no Brasil, as grandes usinas e a sua relação com o meio ambiente, são mostrados juntamente com os impactos ambientais na sua implantação, operação e desativação.

A energia eólica é mostrada desde a sua implantação e funcionamento até os impactos ambientais decorrentes do processo de geração de energia elétrica e da sua desativação.

No caso da energia solar é apresentado o funcionamento dos painéis solares, a implantação da central e os impactos ambientais relacionados a utilização desta. Os impactos originados na sua desativação também são apresentados.

Destacados os impactos ambientais para cada forma de geração de energia elétrica, estes são correlacionados e comparados pela área de implantação da usina, a capacidade de geração, a eficiência, a potência e o custo do kW.

Não existe uma forma totalmente limpa de geração de energia elétrica. Existem, sim, formas que não emitem os gases responsáveis pelo efeito estufa. Assim, todas as formas de geração de energia são importantes para um país, ou seja, quanto mais diversificada for a matriz energética, melhor.

ENVIRONMENTAL EVALUATION OF DIFFERENT FORMS OF ELECTRIC ENERGY GENERATION

ANA MARIA DE OLIVEIRA GUENA

ABSTRACT

Electric energy has an important function in the modern world; it is fundamental for progress and development. The electricity discovery allowed improvements in several areas: health, water and food supply, quality of life and sanitary conditions, and contributed also to the establishment of the capitalist and consumption society.

The use of oil as an energy generation source was the impulse for the industrial revolution and machines, motors and generators were developed contributing to the progress. This also brought the pollutant gases emission (CO_2 , CO, SO_x and NO_x) and other substances that had contributed to the greenhouse effect, the ozone hole and the acid rain, modifying the balance of the planet.

The development and implementation of other forms of energy generation caused local changes, where they were installed, giving rise to environmental impacts.

This work presents an evaluation about different forms of electrical energy generation and the environmental impacts relative to each one of them. Five forms of electric energy generation were considered: thermoelectric, nuclear, hydroelectric, wind and solar energy.

The implementation and the development of the petroleum industry in the world and in Brazil are presented. The geology of the oil, its extraction and quality improvement, besides details of the functioning of three types of thermoelectric power plants - coal, gas and oil - are also discussed. The specific as well as the environmental impacts they have in common are highlighted. The impacts originated from the deactivation of each one of them are also pointed out.

The discovery and the development of nuclear energy in Brazil and in the world as well as the functioning of a nuclear power plant, the impacts generated by its operation and decommissioning are presented.

The history, functioning and development of hydroelectric energy generation in Brazil, characterized by the great plants, are related to environmental aspects. The environmental impacts due to its implantation, operation and deactivation are also evinced.

The wind power plant implantation and functioning and the environmental impacts involved in the process of electric energy generation and its deactivation are analyzed.

The functioning of the solar panels, the implantation of the power plant and the environmental impacts related to the use of solar energy are discussed. The impacts resulting from the deactivation are also presented.

Once outlined the environmental impacts from each form of electric energy generation, they were correlated and compared considering the area of the power plant implantation, the generation capacity, the efficiency, the power and the cost per kW.

There is no totally clean form of electric energy generation. There is, however, generation without emission of gases responsible for the green house effect. Therefore, all forms of energy generation are important for a country; in other words, the best situation is the diversity of the energy matrix.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	ELETRICIDADE NO BRASIL	4
2	OBJETIVO	20
3	METODOLOGIA	21
4	CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
4.1	ENERGIA TERMELÉTRICA	22
4.1.1	O petróleo no mundo	24
4.1.2	O petróleo no Brasil	28
4.1.3	Obtenção do combustível	32
4.1.4	Funcionamento de uma termelétrica	40
4.1.5	Termelétricas a carvão	45
4.1.5.1	Impactos ambientais das termelétricas a carvão.....	49
4.1.6	Termelétricas a gás	50
4.1.6.1	Impactos ambientais das termelétricas a gás.....	53
4.1.7	Termelétricas a óleo	54
4.1.7.1	Impactos ambientais das termelétricas a óleo.....	58
4.1.8	Impactos ambientais comuns a termelétricas.....	58
4.1.9	Desativação de termelétricas.....	60
4.2	ENERGIA NUCLEAR	61
4.2.1	História da energia nuclear.....	61
4.2.2	Energia nuclear no Brasil.....	65
4.2.3	Obtenção do combustível nuclear	65
4.2.4	Funcionamento da usina nuclear.....	69
4.2.5	Impactos ambientais da usina nuclear.....	73
4.2.6	Descomissionamento (desativação).....	74
4.3	ENERGIA HIDRELÉTRICA	75
4.3.1	História da hidroeletricidade	75
4.3.2	Funcionamento da hidrelétrica.....	77
4.3.3	Impactos ambientais de uma hidrelétrica	81
4.3.4	Desativação de uma hidrelétrica.....	83
4.4	ENERGIA EÓLICA	85
4.4.1	História da energia eólica	85
4.4.2	Funcionamento de um parque eólico.....	87
4.4.3	Impactos ambientais de um parque eólico	94
4.4.4	Desativação de um parque eólico.....	95
4.5	ENERGIA SOLAR	96
4.5.1	História da energia solar	97
4.5.2	Funcionamento de uma planta solar.....	100
4.5.3	Impactos ambientais de uma célula fotoelétrica	107
4.5.4	Desativação de uma célula fotoelétrica	108
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	109
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	121
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil	15
TABELA 2 - Parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas.....	43
TABELA 3 - Usinas termelétricas a óleo ultraviscoso, óleo combustível e gás de refinaria	57
TABELA 4 - Resíduos radioativos de combustível exaurido de reatores de água leve	68
TABELA 5 - Principais hidrelétricas do Brasil.....	80
TABELA 6 - Energia extraída variando de acordo com a velocidade do vento (km/h) e o diâmetro das pás.....	93
TABELA 7 - Centrais eólicas em operação no Brasil	94
TABELA 8 - Eficiência de conversão e o custo das células solares.....	102
TABELA 9 - Usinas utilizadas para comparação de desempenho ambiental	109
TABELA 10 - Comparativo dos tipos de geração x área de construção x custo em Euro	114
TABELA 11 - Emissão de gases das centrais geradoras de energia elétrica	116
TABELA 12 - Parâmetros comparativos da geração de energia elétrica	118

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - Oferta interna de fontes renováveis e não renováveis no Brasil, no mundo e no OCDE	16
FIGURA 2 - Oferta Interna de Energia – Brasil, 2005	16
FIGURA 3 - Capacidade Instalada de Geração (MW)	17
FIGURA 4 - Recursos e reservas energéticas brasileiras	18
FIGURA 5 - Jazida de petróleo com poço de extração	23
FIGURA 6 - Jazida de petróleo	24
FIGURA 7 - Recuperação do petróleo	34
FIGURA 8 - Torre de fracionamento	36
FIGURA 9 - Instalação de potência a vapor	41
FIGURA 10 - Ciclo Rankine	41
FIGURA 11 - Estrutura do Consumo de Carvão Mineral no Brasil.....	48
FIGURA 12 - Consumo de Gás Natural no Brasil	53
FIGURA 13 - Estrutura do consumo de petróleo no Brasil.....	56
FIGURA 14 - Usinas termelétricas em operação no Brasil	56
FIGURA 15 - Geração de poluentes em centrais termelétricas em relação aos tipos de combustíveis utilizados.....	60
FIGURA 16 - Vista aérea do local do acidente, em 1997.....	64
FIGURA 17 - Ciclo do combustível nuclear.....	67
Fonte: Hinrichs, 2003.....	70
FIGURA 18 - Reator PWR	70
FIGURA 19 - Esquema de uma usina hidrelétrica	78
FIGURA 20 - Turbina Pelton	79
FIGURA 21 - Turbina Francis de 100 hp (a azul).....	79
FIGURA 22 - Direção do vento no globo terrestre	89
FIGURA 23 - Velocidade Média Anual a 50 m de altura no Brasil	90
FIGURA 24 - Turbinas de eixo vertical e eixo horizontal.....	92
FIGURA 25 - Média anual de insolação no Brasil em horas	97
FIGURA 26 - Sistema de receptor solar central de Barstow: campo heliostático..	99
FIGURA 27 - Esquema de montagem e funcionamento de uma célula solar	101
FIGURA 28 - Diagrama de bloco de um sistema solar fotovoltaico	103
FIGURA 29 - Diagrama do sistema termossolar	103
FIGURA 30 - Esquema de um concentrador cilindro-parabólico.....	105
FIGURA 31 - Detalhes construtivos de um concentrador disco-parabólico	106
FIGURA 32 - Complexo termelétrico de Candiota, UTE Presidente Médici.....	110
FIGURA 33 - Vista aérea da termelétrica a gás Leonel Brizola	111
FIGURA 34 - Termelétrica Breitenner, Maracá, CE	111
FIGURA 35 - Vista da Usina de Angra 2.....	112
FIGURA 36 - Lago da hidrelétrica de Serra da Mesa, GO.....	112
FIGURA 37 - Vista do Parque Eólico de La sierra de El Perdón.....	113
FIGURA 38 - Planta solar de Espenhain, Alemanha.....	113

Lista de siglas

AMFORP – American and Foreign Power Empresa Cliente
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APE – Auto Produtor de Energia Elétrica
BDP – Barris Por Dia
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CGTEE – Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CNAE – Conselho Nacional de Águas e Energia
CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear
CQNUMC – Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
GEE – Gases de Efeito Estufa
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
IAEA – International Atomic Energy Agency
IEA - Instituto de Energia Atômica
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano
IPR – Instituto de Pesquisas Radioativas
kW – Kilowatt
MW - Megawatt
MME – Ministério de Minas e Energia
OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OIE – Oferta de Energia Interna
ONU – Organização das Nações Unidas
PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PETROBRÁS – Petróleo Brasileiro S. A.
PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica/Eletobrás
PROINFA – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Tep – tonelada equivalente de petróleo
UF – Unidade da Federação
UHE – Usina Hidrelétrica

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change

UTE – Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica, a partir da revolução industrial vem ocupando papel fundamental na sociedade moderna, propiciando o crescimento das indústrias, do comércio, da agricultura e da vida social.

Até o século XVI o trabalho realizado pelo homem era baseado na sua força física, na tração animal, na energia hidráulica (rodas d'água) e na energia dos ventos (moinhos). Inicialmente, ao uso da força animal foi acrescida à energia hidráulica, que mais tarde, recebeu os derivados de petróleo e posteriormente, a essa matriz, foi adicionada a energia elétrica.

A Europa pré-revolução industrial, tinha uma agricultura ineficiente e atrasada, que era cultivada por servos e por escravos. Os senhores feudais exploravam o que podiam da população que os servia.

As comunidades mercantis europeias da época usavam o seu poderio colonial para saquear os habitantes das Índias Orientais. As mercadorias dali eram exportadas para a Europa e África, juntamente com as mercadorias europeias eram utilizadas na compra de escravos. Estes foram obrigados a trabalhar nas plantações nas Américas. De lá saiam exportações de açúcar, algodão, etc. em grandes quantidades, e com baixo custo, para os portos do Atlântico e do Mar do Norte, onde se fazia a redistribuição para o leste da Europa. Havia também o comércio tradicional entre a Europa Ocidental e a Oriental: as manufaturas e mercadorias tradicionais, tais como: os têxteis, o sal, o vinho dentre outros (Hobsbawn, 1979).

O desenvolvimento das cidades, inicialmente na Inglaterra e depois no resto do continente europeu, provocou a migração da população rural para o meio urbano. A urbanização ocasionou um aumento na demanda de produtos para o consumo destas pessoas que agora se aglomeravam sem condições de produzir os gêneros necessários para suprir sua própria subsistência. Com isso, houve a necessidade de um acréscimo na produção para atender o aumento da demanda resultante da nova forma de organização social.

As origens da Revolução Industrial estão nos séculos XVI e XVII período no qual os países absolutistas criaram políticas de incentivo ao comércio. No

século XVIII, a necessidade de ampliar a oferta de mercadoria, fez com que o trabalho artesanal fosse gradativamente sendo substituído pela produção em oficinas que utilizavam máquinas para aumentar a capacidade produtiva. Este grande avanço seria um marco tecnológico na história da humanidade.

A Revolução Industrial na Grã-Bretanha teve início, no século XVIII e pode ser adequadamente resumida na introdução generalizada de técnicas para a exploração de uma nova fonte de energia – o carvão mineral – nas manufaturas e no transporte (Dias Leite, 1997). No território inglês as reservas de minério de carvão eram abundantes.

Com a iniciativa da Grã-Bretanha o mundo testemunhou o surgimento de máquinas de fiação e tecelagem que produziam muito mais do que as mãos humanas. A substituição da energia animal pela energia mecânica e elétrica foi o que pode ser chamado de desenvolvimento tecnológico.

Com isto, os comerciantes burgueses acumularam riquezas e patrocinaram a expansão marítima buscando a abertura de novos mercados para atender às exigências cada vez maiores de mercadorias e de preços acessíveis. Esta foi a reinvenção do homem que desde então direcionou seus interesses para a produção em larga escala, para o trabalho assalariado e para os lucros que este lhe proporciona, saindo do sistema feudal e dando início a um novo tipo de economia: a capitalista.

A Revolução Industrial requereu profundas modificações qualitativas no uso da energia. A devastação das florestas inglesas para a produção de madeira e lenha já havia se tornado um fato grave no fim do século XVII (Dias Leite, 1997).

Até a metade do século XIX a revolução industrial esteve contida quase unicamente na Inglaterra. Somente a partir da segunda metade do século XIX foi que outros países começaram a seguir os passos ingleses. Primeiro foi a Bélgica, na seqüência a França e depois a Europa Central, Rússia, América e Ásia, especialmente o Japão. Neste período ocorreu o desenvolvimento de novas fontes de energia, tais como a derivada de petróleo e a hidrelétrica. Desde então, o homem vem procurando desenvolver novas formas de geração de energia, diversificando fontes e buscando alternativas mais baratas.

A distribuição do carvão explorado nas minas era feita em vagonetas, tracionadas por animais. Para isso foram estendidos trilhos (que depois ganhariam o nome de caminhos de ferro) que iam da mina até os centros

consumidores. O crescimento dos caminhos de ferro foi iniciado na Grã-Bretanha e depois se espalhou por toda a Europa Ocidental.

Entre 1603 e 1604, Huntingdon Beaumont, pôs trilhos de madeira nas minas de carvão de Wollaton, próximo a Nottingham, Inglaterra para transportar o carvão até o rio Severn (Henderson, 1979).

Ainda segundo Henderson, nos anos de 1768 a 1771, Richard Reynolds, da fundição Coalbrookdale substituiu os trilhos de madeira por trilhos de ferro fundido com um rebordo interior.

Em 1804, os trilhos já estavam sendo feitos de ferro maleável e com rebordo colocado na roda. Havia linhas públicas como a Croydon-Wandsworth que transportava mercadorias e a Swansea-Mumbles com vagões de passageiros. No mesmo ano, uma locomotiva construída por Trevithick, correu em uma linha industrial em Penyarden, ao sul do país de Gales.

Em 1832, Faraday descobriu o princípio do dínamo, que permitia converter a energia mecânica em energia elétrica. Isto possibilitou o uso da eletricidade que foi usada em telégrafos e posteriormente seria utilizado em outras máquinas.

Entre 1850 e 1860 o crescimento contínuo da população, a extensão da rede ferroviária, a introdução dos barcos a vapor, a abertura do canal de Suez e uma renovada licitação de possessões coloniais beneficiaram a consolidação do imenso comércio internacional (Henderson, 1979).

Na segunda metade do século XIX novos progressos tecnológicos foram alcançados (Henderson, 1979).

O dínamo elétrico, a maior realização de Werner Siemens, inventado em 1866, quando ele tinha 60 anos, foi descrito numa comunicação para a Academia de Ciências de Berlim em 17 de janeiro de 1867. Em 1879, a primeira estrada de ferro elétrica foi apresentada na feira de comércio de Berlim e a primeira iluminação de rua foi instalada na mesma cidade, em 1880, o primeiro elevador elétrico foi construído em Mannheim e, em 1881, o primeiro bonde elétrico do mundo entrou em serviço na linha Berlim-Lichterfelde. (Siemens, 2006).

Em 1870, o mecânico James Watt acrescentando um condensador e uma bomba a vapor em um motor, transformou um motor atmosférico (não possui pistão) num motor a vapor. Em 1878 e 1879 Edison, nos Estados Unidos e Swan na Inglaterra, inventaram a lâmpada elétrica de filamento (Henderson, 1979).

As primeiras grandes estações elétricas foram construídas por Edison em

Nova Iorque, e por Ferranti em Londres. O primeiro cabo elétrico para transmitir energia a longa distância foi instalado entre Lauffen e Frankfurt, sobre o rio Neckar, em 1891 (Henderson, 1979).

Em função do suprimento de derivados do petróleo e da sua variedade crescente, diversificou-se também o progresso tecnológico, com importantes invenções no período 1878/97: os motores de combustão interna desenvolvidos por Otto, Daimler e Diesel (Dias Leite, 1997).

A era do aço foi enobrecida pelo processo de Bessemer e Siemens-Martin, a da eletricidade pelo dínamo e pelo carro elétrico de Werner Siemens, a do automóvel pelo motor a gás de Otto, e da química moderna pela primeira tintura de anilina de Perkin e pelo processo da amônia de Solvay para fazer soda (Henderson, 1979).

1.1 ELETRICIDADE NO BRASIL

No Brasil, a derrubada das florestas esteve relacionada, de forma predominante, a ocupação da terra para implantação da agricultura e da pecuária extensiva. Até a vinda da família real para o Brasil, em 1808, o transporte terrestre era baseado na tração animal, o recurso energético dominante era a lenha, a iluminação nos poucos centros urbanos era feita com azeite de peixe, e nas demais ocupações era feita com velas de sebo.

A grande colônia de Portugal entrava, assim, no século XIX, como a sociedade da lenha e da escravatura, com os portos fechados ao comércio internacional e a proibição de atividades manufatureiras em solo brasileiro decretada pela coroa (Dias Leite, 1997).

Com a chegada de D. João IV, houve a abertura dos portos e a permissão de atividades manufatureiras, antes proibidas. Os produtos manufaturados exportados eram a borracha e o açúcar. Mesmo com a abertura, o país só desenvolveu a indústria têxtil, porque havia a produção de algodão. Os demais produtos, como o ouro e o café, continuavam a serem exportados na forma de pepitas e grãos, respectivamente.

Na segunda metade do período imperial, com a ajuda da Inglaterra, o Brasil começou a ter acesso a transações comerciais e financeiras externas. Houve um

comedido aumento na diversificação industrial, contudo as máquinas ainda eram movidas a vapor, nas quais a lenha era o combustível usado nas caldeiras, e a roda d'água ainda era muito utilizada.

No período de 1846 a 1854, o Barão de Mauá, após acumular riqueza na atividade do comércio, decidiu-se por industrializar o país. Adquiriu uma pequena fundição e um estaleiro em Niterói; ganhou a concorrência pública para a iluminação com gás em substituição ao carvão mineral, o que originou a empresa Societé Anonyme du Gaz. Além disso, conseguiu o privilégio de construir a estrada de ferro que sairia do Rio de Janeiro, passaria pelo Vale do Paraíba e iria até Minas Gerais. O trecho inicial foi inaugurado em 1854, com a primeira locomotiva a vapor trazida para o Brasil, a “Baronesa” (Dias Leite, 1997). Quando o imperador D. Pedro II assumiu o trono, ele que era um monarca interessado pela ciência e pela cultura, se opôs aos projetos do Barão de Mauá, por não acreditar que estes podiam impulsionar o progresso do país.

É importante salientar que o imperador criou a Floresta da Tijuca, com o objetivo de proteger os mananciais que abasteciam a cidade do Rio de Janeiro (Dias Leite, 1997)

Em 1879, D. Pedro II concedeu a Thomas Alva Edison o privilégio de introduzir no País, aparelhos e processos, de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública. Com isso foi inaugurada, na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil, a primeira instalação de iluminação elétrica permanente que ficava situada na parte interna da estação central da ferrovia Dom Pedro II (hoje Central do Brasil) (Eletrobrás, 2001). Foram feitas neste ano e no seguinte, várias instalações de pequeno porte para a geração e utilização de energia elétrica (iluminação pública).

Em 1881, a Diretoria Geral dos Telégrafos instalou, na cidade do Rio de Janeiro, a primeira iluminação externa pública do país em trecho da atual Praça da República (Eletrobrás, 2001).

Em 1883, entrou em operação a primeira usina hidrelétrica no país, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina. Neste mesmo ano, D. Pedro II inaugurou na cidade de Campos (RJ), o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica pública do Brasil e da América do

Sul, e foi instalada uma usina térmica de 50 cavalos-vapor para abastecê-la (Eletrobrás, 2001).

Em 1889, foi concluída em Minas Gerais, a hidrelétrica de Marmelos (Zero) da Companhia Mineira de Eletricidade, pertencente ao industrial Bernardo Mascarenhas, construída para abastecer a cidade de Juiz de Fora. Em 1892, a Societé Anonymé du Gaz trouxe a iluminação pública a querosene, substituindo lamparinas e velas (Dias Leite, 1997). Em 1892, foi inaugurada, no Rio de Janeiro, pela Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico, a primeira linha de bondes elétricos instalada em caráter permanente no país (Eletrobrás, 2001).

Em 1895, ocorreu a união de empresários e técnicos canadenses, políticos e outros influentes paulistas, para fundar a São Paulo Railway Light and Power Co. Ltda, para instalar e gerenciar, na cidade de São Paulo, o transporte urbano em veículos elétricos (Dias Leite, 1997).

Assim em 1901, para poder suprir o sistema de transporte, foi construída a usina hidrelétrica de Parnaíba, atual Edgard de Souza, no rio Tietê, com potência de 2.000 kW.

No ano de 1903, a população brasileira era de 17.438.434 habitantes, as importações eram de 101,6 milhões de dólares e as exportações eram de 179,3 milhões de dólares (IBGE, 2006). Neste cenário, foi aprovado pelo Congresso Nacional, o primeiro texto de lei disciplinando o uso de energia elétrica no país (Eletrobrás, 2001).

Em 1904, Alexandre Mackenzie representando o grupo paulista, inaugura no Rio de Janeiro, a Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co. Ltda. Para dar suporte foi construída a hidrelétrica de Fontes, concluída em 1908 com 12.000 kW de capacidade.

Em 1912, as empresas do grupo Light do Rio de Janeiro e de São Paulo foram unificadas, passando a se chamar a Brazilian Traction, Light and Power Empresa Cliente Ltda. No mesmo ano, em ampliações sucessivas, a Usina de Parnaíba atingiu sua capacidade de geração nominal de 16.000 kW. Para manter essa capacidade geradora foi necessário regularizar a vazão do Rio Tietê, pela construção, iniciada em 1906, do Reservatório de Guarapiranga à montante do rio Pinheiros, formado por uma barragem de terra (Vargas, 1994).

Em 1913, entra em operação a Usina Hidrelétrica Delmiro Gouveia, a primeira do Nordeste, construída para aproveitar o potencial da Cachoeira de Paulo Afonso no rio São Francisco (Eletrobrás, 2001).

Até o início da Primeira Guerra Mundial o país ainda vivia da exportação da borracha e da importação do carvão para abastecer as fábricas, no entanto a lenha ainda tinha papel fundamental, bem como a energia hidráulica. Para alimentar as locomotivas a vapor, a pequena indústria siderúrgica e as indústrias em geral, foram exploradas as florestas mais homogêneas existentes, principalmente as de araucária e as de palmeira de babaçu. Esta exploração foi causada, pelo fato de o Brasil não possuir reservas conhecidas de carvão mineral.

Os serviços estavam concentrados em uma área territorial mínima, onde se localizavam as duas cidades mais populosas do país e a maior parte da indústria. Outras obras para a geração de energia foram realizadas, com a concepção e execução do engenheiro Asa Billings, com destaque para a hidrelétrica Ilha dos Pombos no rio Paraíba do Sul, que foi inaugurada em 1924 e que, em 1929, atingiu a potência de 73.000 kW, duplicando a capacidade de atendimento ao Rio de Janeiro; e a usina hidrelétrica de Cubatão, a mais importante iniciativa do período, inaugurada em 1926 com potência de 28.000 kW, e logo depois ampliada para 76.000 kW (Memória, 1988, p. 58-60 apud Dias Leite, 1997).

Em 1927, a American and Foreign Power Empresa Cliente - AMFORP iniciou suas atividades no país, adquirindo o controle de dezenas de concessionárias que atuavam no interior de São Paulo.

Em 1934 foi promulgado, pelo Presidente Getúlio Vargas, o Código de Águas, assegurando ao poder público a possibilidade de controlar rigorosamente as concessionárias de energia elétrica. Em 1939, o mesmo presidente criou o Conselho Nacional de Águas e Energia - CNAE para sanear os problemas de suprimento, regulamentação e tarifa referentes à indústria de energia elétrica do país. E, em 1940 foi regulamentada a situação das usinas termelétricas do país, mediante sua integração às disposições do Código de Águas (Eletrobrás, 2001).

Nos anos de 1940, o desatendimento da demanda e o racionamento atingiram as regiões onde as pequenas concessionárias atuavam.

Sob pressão, o Estado Novo, teve que revogar alguns obstáculos legais impostos pela constituição de 1937, tais como: o aproveitamento das quedas d'água, proibido em 1934 pelo Código das Águas; permissão de novos

investimentos, independente da revisão de contrato, sanção e autorização de reajuste de tarifas a título precário (Dias Leite, 1997).

Em 1945, foi criada, no Rio de Janeiro, a primeira empresa de eletricidade de âmbito federal, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF (Eletrobrás, 2001).

Em 1954, entrou em operação a primeira grande hidrelétrica construída no rio São Francisco, a Usina Hidrelétrica Paulo Afonso I, pertencente a CHESF. No mesmo ano, começou a operar a Usina Termelétrica Piratininga, a óleo combustível, primeira termelétrica de grande porte do Brasil (Eletrobrás, 2001). Entrou também, em vigor o Imposto Único sobre Energia Elétrica, lei nº 2.308, a qual vinculava 25% da arrecadação cadente do imposto único ao programa do petróleo. Esta era uma forma de incentivar o capital estrangeiro a investir no Brasil, já que se almejava ter a auto-suficiência. Nos anos seguintes, foi elaborado o projeto de lei que viria definir a política do petróleo (Dias Leite, 1997).

Quando foi feito um estudo orçamentário, verificou-se que os recursos necessários eram bem superiores aos previstos inicialmente. Daí a decisão do governo de elaborar dois projetos de lei: um que se destinava a criar, como sociedade por ações, a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobrás), e outro relativo aos recursos tributários essenciais à sustentação do programa nacional de combustíveis líquidos (Dias Leite, 1997).

Então, em outubro de 1953, foi sancionada a Lei nº 2.004 que instituiu a Petróleo Brasileiro S.A (Petrobrás) como monopólio estatal de pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados (Vogt, 2002). A Petróleo Brasileiro S/A iniciou suas atividades com o acervo recebido do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que manteve sua função fiscalizadora sobre o setor:

- Campos de petróleo com capacidade para produzir 2.700 barris por dia (bpd);
- Bens da Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso;
- Refinaria de Mataripe-BA (atual RLAM), processando 5.000 bpd;
- Refinaria em fase de montagem, em Cubatão-SP (atual RPBC);
- Vinte petroleiros com capacidade para transportar 221 mil toneladas;
- Reservas recuperáveis de 15 milhões de barris;

- Consumo de derivados de 137.000 bpd;
- Fábrica de fertilizantes (em construção) localizada em Cubatão, estado de São Paulo (Petrobrás, 2006).

Mantendo também atividade de pesquisa de petróleo e todas as operações de produção, transporte, refino e comércio do petróleo e seus derivados.

Após 6 de agosto de 1945, dia da devastação de Hiroshima e Nakazaki pelas bombas atômicas, se pensava que a energia nuclear seria utilizada somente para fins pacíficos. Passaram-se muitos anos entre a primeira bomba e a tradução dos desejos de aproveitamento pacífico da nova forma de energia através de equipamentos e instalações adequados (Dias Leite, 1997).

O Brasil, em 1945, assinou um acordo com os Estados Unidos pelo qual se comprometia a uma consulta prévia na exportação de materiais nucleares. Já se sabia que existiam jazidas de tório e de areias monazíticas no território brasileiro. O tório é um elemento fértil, ou seja, é capaz de se transformar em material físsil, no caso o urânio-233, que o tornava muito interessante para o desenvolvimento de um programa nuclear.

Em 1946, instalou-se a Comissão de Energia Nuclear das Nações Unidas, formada pelos países que detinham a tecnologia nuclear e pelos que possuíam reservas de minerais radioativos. Ela tinha como objetivo ter uma posição de neutralidade perante os países membros, controlar as reservas de materiais radioativos e impedir a geração de armas nucleares.

A história do complexo termelétrico de Candiota se inicia em 1950 com as primeiras pesquisas sobre o aproveitamento do carvão mineral para geração de energia elétrica. A primeira usina desse complexo foi Candiota I inaugurada em 1961 (CGTEE, 2006).

Em 1956, o presidente Juscelino Kubitschek instituiu a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

Em 1957, foi criada a Comissão Interestadual da Bacia do Paraná-Uruguai, CIBPU, que realizou um estudo preliminar sobre o potencial hidrelétrico das Sete Quedas, no rio Paraná. No mesmo ano um relatório foi entregue e assim autorizado o prosseguimento dos trabalhos. O Serviço de Navegação do Rio da Prata, ficou encarregado de construir uma usina piloto em Sete Quedas (600 kW), que foi inaugurada pelo presidente Juscelino Kubitschek (Dias Leite, 1997). Em 1962, um relatório foi entregue com a conclusão de que em Sete Quedas havia

um potencial de 10 milhões de kW. A exploração do rio Paraná interessava também ao Paraguai (Dias Leite, 1997).

No mesmo ano são inauguradas outras duas usinas termelétricas: a primeira em Capivari, Santa Catarina com potência de 100 MW; e a segunda em Figueira, estado do Paraná, com potência de 20 MW, ambas a carvão.

No período de 1950 a 1967, foram criados vários institutos ligados ao estudo da energia nuclear: o Instituto de Pesquisas Radioativas (IPR), em Belo Horizonte, Minas Gerais (1953); Escola Nacional de Engenharia da Universidade do Brasil, hoje UFRJ (1954); Instituto Militar de Engenharia (IME, em 1954) e; Instituto de Energia Atômica (IEA) em São Paulo, capital (1956) (Dias Leite, 1997). As atividades desenvolvidas nesse período foram a do domínio da tecnologia, aperfeiçoamento de pessoal, pesquisa dos minerais atômicos e estudos sobre como a energia nuclear poderia contribuir para o progresso econômico do país.

Em 1957, foi criada a Central Elétrica de Furnas S.A., com o objetivo expresso de aproveitar o potencial hidrelétrico do rio Grande para solucionar a crise de energia na Região Sudeste. Em 1960, com o desdobramento da política desenvolvimentista do Presidente Juscelino Kubitschek, conhecida como Plano de Metas, foi criado o Ministério das Minas e Energia – MME. E, em 1961, durante a presidência de Jânio Quadros foi criada a Eletrobrás, constituída em 1962 pelo Presidente João Goulart para coordenar o setor de energia elétrica brasileiro (Eletrobrás, 2001).

Ela promoveria estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica do País, a Eletrobrás adquiriu características de holding, controlando empresas de geração e transmissão de energia elétrica (Eletrobrás, 2006).

Também no ano de 1962, entrou em operação a Usina Termelétrica de Charqueada, no Rio Grande do Sul, com potência de 72 MW(e), movida a carvão. Esta foi construída por ocasião da substituição das locomotivas a vapor pelas elétricas, o que ocasionou a diminuição do consumo de carvão. Com isso, era necessário que se aumentasse a oferta de energia elétrica para abastecer os trens.

Em 1963, entrou em operação a Usina Hidrelétrica de Furnas, maior usina do Brasil na época de sua construção (Eletrobrás, 2001). No período, para integração dos sistemas de geradores elétricos, das regiões nordeste, sul e sudeste, foram contratadas empresas internacionais de engenharia, o consórcio foi denominado Canambra. O primeiro relatório saiu em 1963 e o segundo em 1966, onde foram estabelecidas todas as diretrizes do projeto.

Em 1965, começa a operar a Usina Termelétrica Jorge Lacerda I, a qual atualmente faz parte do maior complexo termelétrico a carvão vapor do Brasil (Eletrobrás, 2001).

Em 1968, entrou em operação a maior termelétrica do país, a Usina Termelétrica Santa Cruz, de Furnas Centrais Elétricas S.A.. No mesmo ano, o governo brasileiro resolveu investir no campo da produção de nucleoeletricas e decidiu instalar uma usina nuclear no estado do Rio de Janeiro. Para isso incumbiu a Eletrobrás e a Furnas Centrais Elétricas S.A., de organizarem uma concorrência pública para aquisição de uma usina termonuclear. No mesmo ano, após o recebimento de cinco proposta de reatores, Furnas declara Westinghouse vencedora e assina o contrato com ela para o fornecimento do reator do tipo PWR, que comporá o conjunto das usinas nucleares brasileiras (Eletrobrás, 2001).

Em 1972 é iniciada a construção de Angra I (Eletrobrás, 2001). No mesmo ano, é realizada a Conferência de Estocolmo, que discutiu a dimensão ambiental como condicionadora e limitadora do modelo tradicional de crescimento econômico e do uso dos recursos naturais (Novaes, 2006). Desta reunião resultou em 21 princípios relacionados ao controle da poluição hídrica. Na época, as preocupações demonstrada pelos países do hemisfério norte e do hemisfério sul mostraram grande disparidade. Os do norte, na maioria países desenvolvidos, preocupavam-se com a poluição da água, do ar e do solo, priorizando ações voltadas a restauração de sua qualidade anterior. Os do sul, na maioria países em desenvolvimento, a maior preocupação era com a gestão dos recursos naturais objetivando o desenvolvimento sócio-econômico (Reis, 2001).

Em 1973, como consequência do tratado firmado entre Brasil e Paraguai, regulando a construção e operação de hidrelétricas no rio Paraná, foi criada a Itaipu Binacional – ITAIPU (Eletrobrás, 2001). Em setembro deste ano é aprovado com poucas ressalvas o código das águas. Ainda em 1973, as nações árabes se

organizaram e impuseram um embargo de petróleo contra os países que apoiavam Israel, isto afetou principalmente a Europa Ocidental e os Estados Unidos.

A construção da Usina Termelétrica Presidente Médici aconteceu em duas etapas. A primeira fase da usina, com duas unidades de 63 MW cada, foi inaugurada em 1974, quando foi integrada no Sistema Interligado Brasileiro (CGTEE, 2006).

Em meio à crise mundial, o Brasil descobre o campo marítimo de Ubarana, na bacia de Potiguar (ES) e o campo de Garoupa, na Bacia de Campos (RJ), que marcaria o início de uma segunda fase dentro da Petrobrás, aquela em que a empresa se diferenciaria pela exploração do petróleo em águas profundas e ultraprofundas (Vogt, 2002).

Em 1975, iniciaram-se as negociações com o Paraguai para a construção de Itaipu, que entrou em operação em 1984.

Em 1976, o governo federal criou o programa Proálcool, para mitigar os efeitos das crises mundiais de petróleo. Em 1979, ocorreu a segunda crise do petróleo e o Proálcool entrou numa segunda fase, que foi o da substituição da gasolina, como combustível automotivo pelo álcool anidro.

Nos anos que se seguiram, o país passou por um período de inflação muito alta, o que desvalorizava produtos e serviços. O setor elétrico, por ser controlado pelo governo federal e excessivamente regulamentado, foi muito prejudicado pela inflação, a falta de reajuste dos preços, fazia com que o valor recebido fosse somente suficiente para pagar as despesas com a geração, sobrando muito pouco para investimento no aumento do potencial de produção. Segundo Dias Leite, em 1980 o setor energético trabalhava com 2/3 de dívida e 1/3 de capital próprio. Essa situação, nos governos seguintes, foi se agravando cada vez mais.

Em 1981, no governo de João Figueiredo, foi instituído a Política Nacional do Meio Ambiente e o Sistema Nacional do Meio Ambiente (Sema), e criado o Conselho Nacional do Meio ambiente (Conama) (Dias Leite, 1997).

Em 1983, foi estabelecida, na ONU, a Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, presidida pela então Primeira-Ministra da Noruega, Gro Harlem Brundtland (Capriles, 2006). A finalidade desta conferência era fazer um exame da questão ambiental relacionando-a com o desenvolvimento e os padrões de consumo e produção, propondo um programa de ação mundial.

Em 1984, foi concluída a primeira parte da interligação do sistema Norte-Nordeste, permitindo a transferência de energia da bacia amazônica para a região Nordeste. No mesmo ano entraram também em operação, a Usina Hidrelétrica Itaipu, maior hidrelétrica do mundo na época com 12.600 MW de capacidade instalada, bem como, a Usina Hidrelétrica Tucuruí, da Eletronorte, primeira hidrelétrica de grande porte da Amazônia (Eletrobrás, 2001).

Em 1985, constituído o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL, com o objetivo de incentivar a racionalização do uso da energia elétrica. Neste mesmo ano entrou em operação a Usina Termoeletrônica Angra I, primeira usina nuclear do Brasil (Eletrobrás, 2001).

No final de 1986, entrou em operação a segunda fase da Usina Termoeletrônica Presidente Médici, com duas unidades de 160 MW cada, totalizando 446 MW instalados (CGTEE, 2006).

Em 1987, saiu o relatório "Nosso Futuro comum", conhecido como Relatório Brundtland, que consolidou uma visão crítica do modelo de desenvolvimento adotado pelos países industrializados e mimetizado pelas nações em desenvolvimento, ressaltando a incompatibilidade entre os padrões de produção e consumo vigentes nos primeiros e o uso racional dos recursos naturais e a capacidade de suporte dos ecossistemas (Novaes, 2006).

Em 1992, realizou-se no Rio de Janeiro, a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, que ficou conhecida como Rio-92, com a participação de 175 países (MMA, 2006). A conferência resultou em importantes documentos: a Convenção sobre a Mudança de Clima, a Convenção sobre a Biodiversidade, a Declaração sobre as Florestas, a Declaração do Rio e a Agenda 21.

O documento final incorporou uma "Declaração de Compromisso", pela qual os chefes de delegação reiteraram solenemente o compromisso de seus países com os princípios e programas contidos na Declaração do Rio e na Agenda 21, assim como o propósito de dar seguimento a sua implementação (MMA, 2006).

A Sema continuou até 1993, quando o então presidente José Sarney editou uma medida provisória que instituía o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) (Dias Leite, 1997).

Somente em setembro de 1993 foi formado um consórcio entre concessionários e autoprodutores para exploração e construção de usinas hidrelétricas. Foi instituído também o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), para facilitar o intercâmbio entre os concessionários e os produtores independentes (Dias Leite, 1997).

Em 1997, criada a Eletrobrás Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR, empresa que passou a ser a responsável pelos projetos das usinas termonucleares brasileiras. Também foi constituído um novo órgão regulador do setor de energia elétrica sob a denominação de Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Eletrobrás, 2001).

No mesmo ano, na cidade de Quioto no Japão, contando com representantes de 159 nações, foi realizada a Terceira Conferência das Partes (COP 3), que culminou na adoção por consenso, do protocolo que se tornou um dos marcos mais importantes desde a criação da CQNUMC (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, ou UNFCCC) no combate à mudança climática. O Protocolo de Quioto define que os países industrializados (Anexo I) reduziriam em pelo menos 5,2% suas emissões combinadas de gases de efeito estufa em relação aos níveis de 1990. A União Européia assumiu o compromisso de reduzir em 8%; os Estados Unidos assinou em uma redução de 7%; e o Japão concordou em reduzir 6%. Alguns países como a Rússia e Ucrânia não assumiriam compromisso de redução e outros como Islândia, Austrália e Noruega ainda teriam permissão para aumentar suas emissões (Cenano, 2004).

Em 2001, o Brasil vivenciou sua maior crise de energia elétrica, potencializada pelas condições hidrológicas extremamente desfavoráveis verificadas nas regiões Sudeste e Nordeste. Com a gravidade da situação, o governo federal criou, em maio, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de "propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica". Em junho, foi implantado o programa de racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e, em agosto, em parte da região Norte. Em dezembro, terminou o racionamento na região Norte. E em fevereiro de 2002, terminou o racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste (Eletrobrás, 2001).

No caso do Brasil, a busca por novas fontes de geração tem grande importância, uma vez que o potencial para instalação no sistema de hidrelétricas de grande porte já está esgotado. E a ampliação da geração de hidroeletricidade agora se restringe a construção de pequenas centrais hidrelétricas, o que impossibilita suprir a necessidade energética nacional com este tipo de geração. Geograficamente a maior capacidade de geração, ainda pouco explorada, está na região norte que é pouco populosa e menos desenvolvida industrialmente. Contudo a sua geografia é desfavorável, por ser uma planície, o lago da usina hidrelétrica teria uma extensão muito grande, impactando o ecossistema local. Nas demais regiões, onde há maior concentração populacional e um parque industrial mais desenvolvido, os recursos hídricos estão quase esgotados.

A nossa matriz energética é composta basicamente por energias renováveis. Na TAB. 1 são apresentadas as diferentes contribuições para a matriz energética nacional.

TABELA 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil

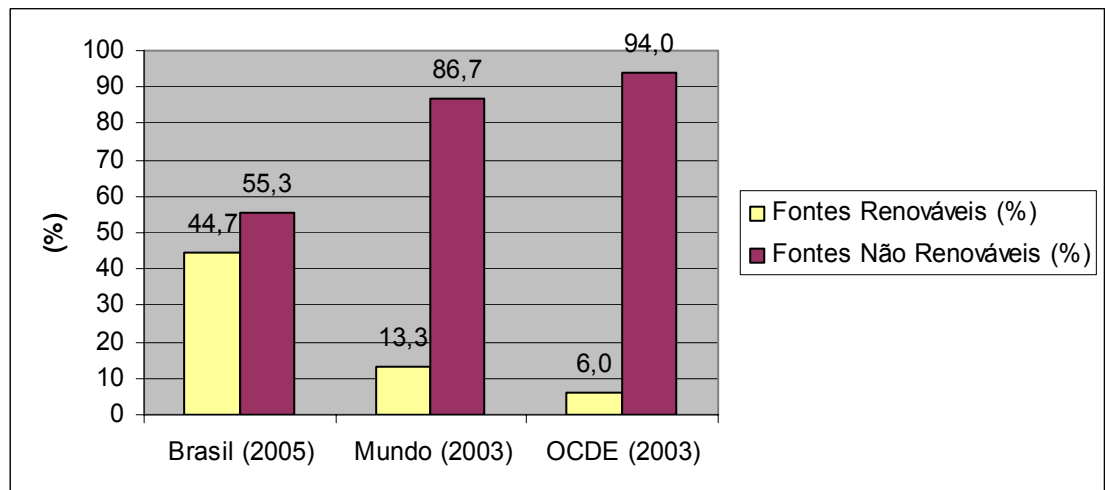
Fonte	2005 (%)	2004 (%)
Hidráulica	77,1	75,5
Nuclear	2,2	2,7
Gás Natural	4,1	4,5
Carvão Mineral	1,6	1,6
Derivados de petróleo	2,8	2,9
Biomassa	3,9	3,9
Importação	8,3	8,8

Nota: inclui autoprodutores e a parcela paraguaia de Itaipu.

PCHs – Potência igual ou inferior a 30 MW

Fonte: Ministério de Minas e Energia – BEN 2006

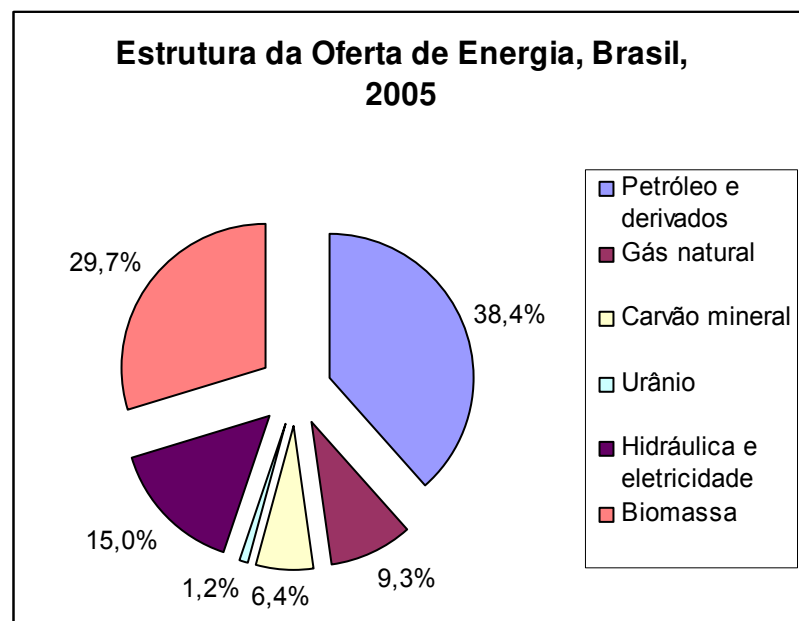
Na FIG. 1 é apresentada a estrutura da oferta de energia interna de fontes renováveis e não-renováveis, no Brasil, no mundo e na Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).



OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
 Fonte: BEN, 2006

FIGURA 1 - Oferta interna de fontes renováveis e não renováveis no Brasil, no mundo e no OCDE

No Brasil a oferta interna de energia tende a igualar-se a da matriz energética mundial, onde há uma maior participação de gás natural e uma menor participação de hidráulica, entretanto, ainda apresenta situação privilegiada em termos de utilização de fontes renováveis de energia, conforme se constata na FIG. 2.

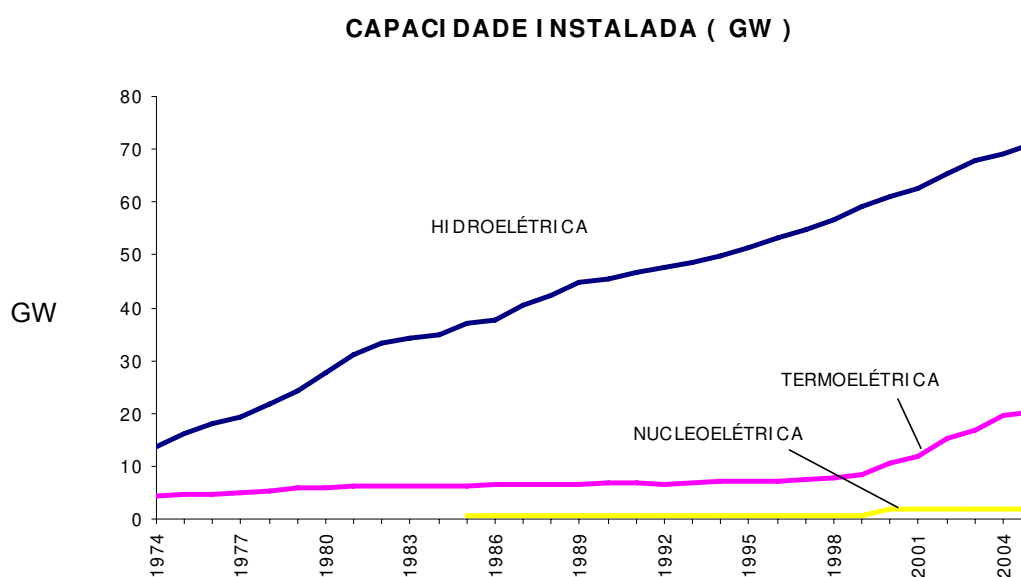


Fonte: BEN, 2006

FIGURA 2 - Oferta Interna de Energia –T Brasil, 2005

Os países com grande geração térmica apresentam perdas totais de transformação e distribuição entre 25 e 30% da OIE (Oferta Interna de Energia). No Brasil estas perdas são de apenas 7%, dada à alta participação da geração hidráulica. Esta vantagem, complementada pela grande utilização de biomassa, faz com que o Brasil apresente baixa taxa de emissão de CO₂ – 1,62 ton CO₂/tep – pela utilização de combustíveis, quando comparada com a média mundial, de 2,32 ton CO₂/tep (BEN, 2005).

A Oferta Interna de Energia, em 2004, foi de 213,4 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – tep, montante 219% superior ao de 1970 e equivalente a 2% da demanda mundial. Importante setor da infra-estrutura econômica, a indústria de energia no Brasil responde pelo abastecimento de 87% do consumo nacional. Os 13% restantes são importados, na forma de petróleo, carvão mineral, gás natural, e energia elétrica (BEN, 2005). A seguir, a FIG. 3 mostra a capacidade de geração instalada.



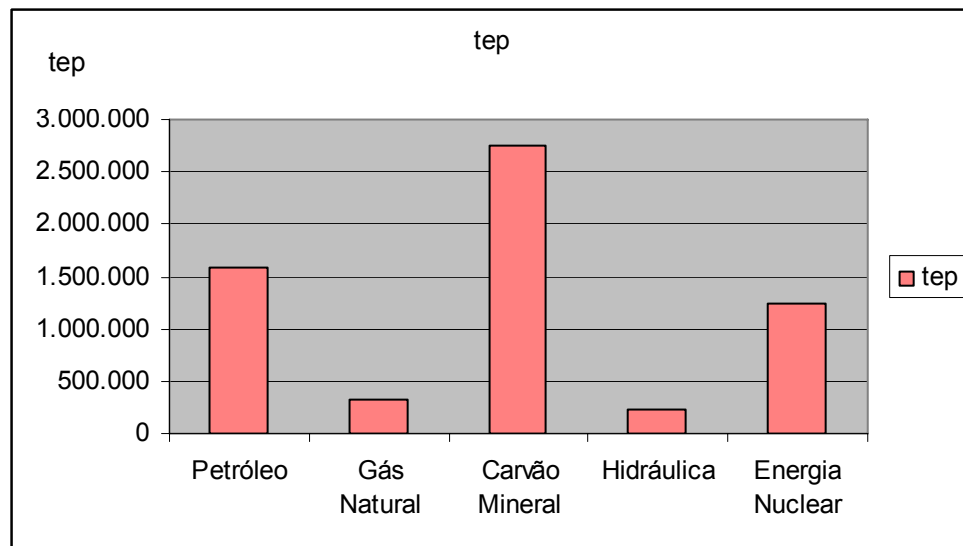
Fonte: BEN, 2006

FIGURA 3 - Capacidade Instalada de Geração (MW)

A geração pública e de autoprodutores do Brasil atingiu 344,6 TWh (Tera Watt hora, equivalente a 10³ GW) em 2002, resultado 4,9% superior ao de 2001. Configuram este resultado, a geração hidráulica pública de 278,7 TWh (+6,1%), a

geração térmica pública de 36,7 TWh (-5,2%) e a geração de autoprodutores de 29,3 TWh (+7,9%) (BEN, 2003).

Na FIG. 4 é apresentada a estrutura dos Recursos e Reservas Energéticas Brasileiras em 2004.



tep – Tonelada equivalente de petróleo

Fonte: BEN, 2005

FIGURA 4 - Recursos e reservas energéticas brasileiras

O planejamento energético busca soluções diversificadas para a geração de energia elétrica visando atender a demanda sócio-econômica e causando os menores danos possíveis ao meio ambiente.

Atualmente há uma preocupação indiscriminada, em todos os continentes, com a redução dos gases de efeito estufa na geração de energia elétrica (Wijayatunga, Fernando & Shrestha, 2004).

A concentração de dióxido de carbono (CO_2) é mais alta agora do que em todo o tempo de vida do planeta e a expectativa é que ela continue se elevando, acarretando um aumento significativo na temperatura média do planeta até o final do século. Cerca de 50% do aumento na concentração de CO_2 , ocorreu nos últimos anos devido, principalmente, às atividades humanas (Yegulalp, Lackner & Ziock, 2001, apud Khoo & Tan, 2006).

Implantar sistemas que possam atender a essa demanda social com o maior rendimento e a menor perda de carga, causando o mínimo impacto

ambiental, é obrigação da sociedade tecnológica do século XXI, uma vez que o consumo de energia elétrica e o bem-estar social estão intimamente ligados.

Para compor este trabalho são estudadas cinco diferentes formas de geração de energia elétrica incluindo o seu funcionamento, assim como a desativação das correspondentes unidades geradoras. Todas as etapas descritas são associadas com o impacto que podem causar ao meio ambiente. Além disso, as questões ambientais associadas a implantação, ao fornecimento e a desativação, para as cinco diferentes formas de geração, serão comparadas entre si.

2 OBJETIVO

A geração de energia elétrica totalmente limpa é considerada impossível. Neste contexto, há a necessidade de avaliar o impacto ambiental provocado pelas diferentes formas de geração uma vez que os gases de efeito estufa, a chuva ácida, a destruição de patrimônio genético e cultural, remoção de material da fauna, da flora ou mineral e a fadiga por ruído podem estar presentes, com maior ou menor intensidade, em algumas formas de geração e não em outras.

Este estudo propõe-se a identificar os impactos e danos que cada forma de geração de energia acomete o meio ambiente contribuindo para a utilização de forma mais racional, mitigando as ações deletérias decorrentes de uma opção equivocada. Para isso, será feita uma comparação dos impactos originados nas diferentes formas de geração de eletricidade.

Este trabalho teve os seguintes objetos de estudo: os impactos ambientais decorrentes da geração de energia em usinas hidrelétricas, em usinas termelétricas, em usinas nucleares, em geradores eólicos e em geradores solares.

3 METODOLOGIA

Para ter elementos de comparação será considerada como uma unidade padrão de geração 1300 MWe, que equivale a uma turbina da hidrelétrica de Itaipu ou a capacidade de Angra II. A vida útil será estimada em 30 (trinta) anos. Uma instalação com este porte e vida útil será definida com Unidade Padrão Geradora de Energia Elétrica – UPGEE.

O modelo pretendido deverá levar em consideração três aspectos diferentes, sejam: a) impacto da instalação; b) impacto da operação; c) impacto da desativação. Além desses três aspectos também serão considerados, partindo-se do princípio ambiental, de que a unidade geradora de energia elétrica é um sistema aberto (faz trocas com o meio ambiente), a gravidade e a extensão dos impactos ocasionados pelos principais insumos necessários para a sua instalação e funcionamento e, principalmente, os rejeitos formados durante a vida útil.

Alguns agravantes poderão ser acrescentados quando o bem ambiental que estiver sendo valorado já se encontrar sob ameaça.

4 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A geração de energia elétrica se dá pela transformação da energia mecânica em elétrica. Podendo ser uma queda d'água (energia hidrelétrica), vapor produzido pela queima de combustíveis (energia térmica), ou a energia cinética do vento. Neste caso, os geradores de eletricidade operam no princípio da indução eletromagnética, ou seja, um condutor, tal como um fio, movimentando-se em um campo magnético, tem uma diferença de potencial induzida através de suas extremidades (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

A energia elétrica também pode ser produzida em processos de conversão direta, ao invés do mecanismo convencional de conversão de calor em movimento e este em eletricidade. Exemplos de conversão direta de energia são as células solares e as células a combustível (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Embora importante para as determinadas formas de geração, a armazenagem de eletricidade em grandes quantidades é muito cara, por isso a confiabilidade da fonte geradora de eletricidade deve ser conseguida pela produção na quantidade e no tempo exato (Gagnon, Bélanger & Uchiyama, 2002).

4.1 ENERGIA TERMELÉTRICA

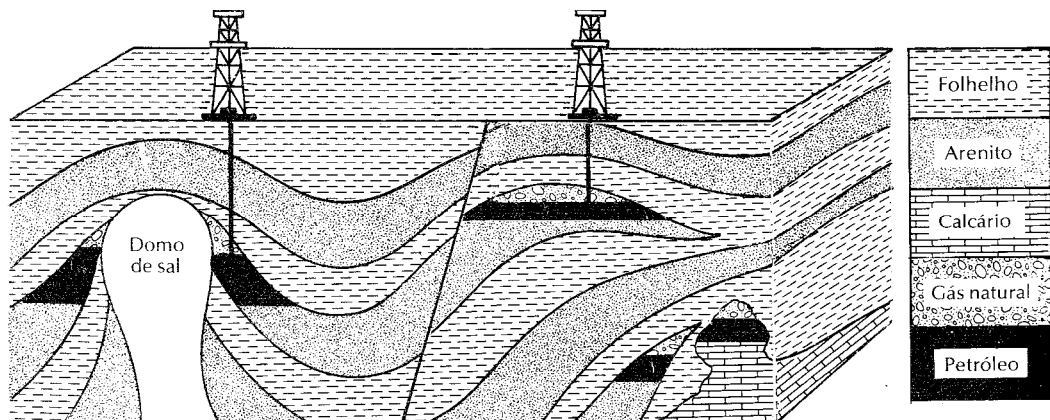
O processo de formação dos combustíveis fósseis decorre do soterramento de florestas, mares e grandes lagos, juntamente com suas plantas e animais e pela ação decompositora de bactérias que necessitam de pouco ou nenhum oxigênio para sobreviver. Este processo durou milhares de anos e contava com condições muito particulares que, provavelmente, não se repetirão. Pode-se atribuir a idade das jazidas petrolíferas, às mais novas, a existência de 10 milhões de anos e, às mais antigas, cerca de 400 milhões (Neiva, 1986) (Ayres, Turton & Casten, 2007).

Os combustíveis fósseis são normalmente constituídos por longas cadeias de hidrocarbonetos (moléculas de carbono e hidrogênio), enxofre e alguns metais, formados por reações químicas que servem de reserva de energia solar. Alguns compostos possuem apenas um átomo de carbono, enquanto uns poucos têm até cem átomos de carbono (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Existem reservas de

carvão, petróleo, e gás natural que podem ocorrer à presença dos dois (petróleo e gás), caracterizados por serem mais fáceis serem extraídos. Há também, outras formas de combustíveis fósseis, tais como: turfa, óleo de xisto e alcatrão, menos conhecidos e menos utilizados por influência de fatores econômicos e tecnológicos.

Todos os depósitos de petróleo contêm gás natural, mas nem todos os depósitos de gás natural contêm o óleo. Ele também contém pequenas porcentagens de compostos de vanádio, níquel e enxofre (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

O petróleo é encontrado nas rochas-reservatório, tais como arenito e basalto, que são porosas e absorvem assim o petróleo. É importante que este reservatório tenha como cobertura uma camada de rocha impermeável ou rocha não porosa, impedindo assim o escape do petróleo para a superfície. Pois bem, o peso de uma camada sedimentar sobre a outra causa a compressão do líquido e do gás, compressão esta que origina o escoamento do petróleo de um local para outro, através dos poros ou fraturas da rocha, devido a sua fluidez (Neiva, 1986). A FIG. 5 mostra o esquema geológico de uma jazida de petróleo e a perfuração do mesmo.

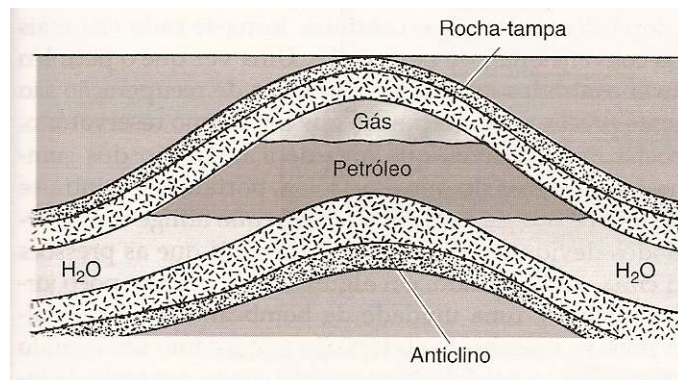


Fonte: NEIVA, 1986

FIGURA 5 - Jazida de petróleo com poço de extração

A migração através das argilas é extremamente vagarosa, sendo comparável a uma ultrafiltração. As moléculas de menor tamanho e mais leves precedem as pesadas e grandes. Assim, são originados os depósitos de condensado (nafta levemente amarelada, quase pura) existentes no Irã (antiga Pérsia), admitindo-se, para a formação dos mesmos, muitos milhares de séculos de filtração (Neiva,

1986). Na FIG. 6 a jazida de petróleo está próxima à superfície e existe um lençol d'água na sua parte inferior.



Fonte: NEIVA, 1986

FIGURA 6 - Jazida de petróleo

Existem vários lugares no mundo, em que é mais favorável a ocorrência do petróleo, tais como: o Oriente Médio, as proximidades do Mediterrâneo, o Golfo Pérsico e o Golfo do México, os mares Vermelho, Cáspio e Negro, o Irã, o Iraque, a Arábia Saudita e o Kuwait (Neiva, 1986).

Às vezes, as reservas são divididas em reservas comprovadas, indicadas e inferidas.

- Reservas comprovadas são aquelas passíveis de produção a partir de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e tecnológicas existentes.

- Reservas indicadas são quantidades recuperáveis de jazidas conhecidas a partir do melhoramento das técnicas de recuperação.

- Reservas inferidas são os depósitos esperados em jazidas identificadas, porém ainda não quantificadas (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

4.1.1 O petróleo no mundo

Segundo Souza (1997), a ocupação de territórios desérticos forçou a obtenção de água a partir de poços artesianos. Com isto, desenvolveu-se uma indústria de perfuração. Dos poços de água para a perfuração de poços de petróleo foi apenas um pequeno passo. Com isso, entra na história a ajuda de uma tecnologia razoavelmente bem desenvolvida nos Estados Unidos - a perfuração de poços.

Os primeiros campos de petróleo foram descobertos perfurando-se onde havia indicações de óleo na superfície. Em geral, os mesmos foram encontrados por sondadores com bons conhecimentos mecânicos e noções rudimentares sobre geologia adquiridas na prática. No entanto, a falta de indícios à superfície, tudo era válido: o uso da forquilha, jogar o chapéu para o alto e perfurar onde caísse, bola de cristal, consulta aos espíritos, magia etc., qualquer desculpa que permitisse aplacar aquela febre (Souza, 1997).

Com mais erros do que acertos, a indústria foi se consolidando. Aos poucos os especialistas foram se aperfeiçoando e, apesar de todo o empirismo, foram descobertas, desse modo, a maior parte das províncias petrolíferas americanas (Souza, 1997).

Segundo Souza (1997), os pioneiros na abertura dos poços de petróleo conseguiram em pouco tempo eleger os princípios básicos que controlavam a existência ou o habitat do petróleo, que podem ser considerados os teoremas da exploração, os quais são relatados:

1) O petróleo somente ocorria em bacias sedimentares. Nas áreas onde o embasamento cristalino aflorava não havia possibilidades petrolíferas.

2) As exsudações naturais demonstravam que o petróleo migrava do fundo do subsolo para a superfície. Desta forma, entendia-se que o petróleo era um elemento dinâmico. Visualmente mais leve do que a água, flutuava sobre esta e tendia a subir, só parando quando houvesse uma barreira no caminho. Assim, era fundamental procurar nas bacias sedimentares as armadilhas ou trapas (do inglês *trap*) que aprisionassem o petróleo.

3) O petróleo armazena-se nos poros das rochas, geralmente presentes em arenitos ou calcários. A produtividade dos poços dependia das qualidades de porosidade e permeabilidade destes reservatórios.

4) Alguns tipos de rocha, tais como os folhelhos; que se mostravam impermeáveis e, como tal, não se constituía como rochas reservatório, a não ser quando fraturados.

5) Nas áreas de ocorrência de petróleo, ou nas proximidades, existiam folhelhos negros, ricos em matéria orgânica, às vezes impregnados de hidrocarbonetos.

As teorias posteriores, apesar de todo o avanço científico, não questionaram tais postulados. A descoberta de limites horizontais entre o óleo e a água e entre

o gás e o óleo exigia que os poços para o desenvolvimento das acumulações fossem perfurados de modo a atingir o reservatório na profundidade correta, sem o que produziriam água ou gás (Souza, 1997).

Iniciou-se, então, a perfuração de poços de petróleo. Na Pensilvânia existiam exsudações naturais de óleo, lá as perfurações tiveram como capataz da Oil Creek o Coronel Drake. Em agosto de 1859, o óleo foi descoberto (Reis, 2003).

A descoberta de uma maior utilidade para o petróleo nasceu da intuição de um americano chamado George Bissel, que previu que o uso desse produto teria usos mais importantes do que os até então conhecidos. Em 1851, Bissel, junto com J. G. Eveleth, seu sócio num escritório de advocacia, funda a primeira empresa dedicada ao petróleo.

O passo inicial desta empresa foi o de contratar a consultoria de um eminente químico para analisar o petróleo e sugerir utilizações mais nobres que pudessem ser atrativas economicamente. Benjamin Silliman Jr., professor da Universidade de Yale, foi o encarregado da empreitada, descobrindo que, ao destilar o petróleo, o aquecimento diferenciado originava diversos subprodutos, entre eles o querosene. A análise do querosene mostrou que ele possuía qualidades muito boas como iluminante, bem melhores que a cara e tradicional vela e o mal-cheiroso óleo de baleia (Souza, 1997). Neste período, o preço do óleo de baleia (utilizado para iluminação) começou a aumentar devido ao crescimento do consumo e a dizimação das baleias. Uma vez encontrada uma utilização para o petróleo, era necessário produzi-lo comercialmente.

Embora o consumo de petróleo crescesse vertiginosamente, a produção tinha saltos desordenados. A superprodução e a escassez alternavam-se sem nenhum controle. O barril de petróleo que, em 1860, valia vinte dólares era vendido um ano depois a dez centavos. Isto colaborou para que os milionários em um ano se tornassem miseráveis no outro.

O transporte do petróleo era realizado em barris de madeira - daí a unidade de medida utilizada na indústria - que eram levados da boca do poço para os terminais ferroviários e então distribuídos para os centros consumidores. Com o crescimento da produção, o número de carroças utilizadas para o transporte era tão grande que congestionava as precárias estradas. Com o surgimento dos oleodutos, os carroceiros que levavam o petróleo ficaram desempregados, a partir

disso a sabotagem a nova forma de transporte foi iniciada, instalando o terror naquelas terras antes pacíficas (Souza, 1997).

O cenário era só confusão quando John D. Rockefeller, um jovem nova-iorquino, instalou a sua pequena refinaria em Cleveland, Ohio. Iniciando-se no mundo do petróleo, Rockefeller teve discernimento suficiente para rapidamente sintetizar os princípios que regiam a nascente indústria do petróleo, subdividindo-a em quatro segmentos: exploração/produção, transporte, refino e comercialização (Souza, 1997).

Rockefeller encontrou a chave do sucesso na comercialização, que na época, existiam diversas marcas de querosene e outros derivados que apareciam e desapareciam do mercado (Souza, 1997).

Rockefeller estabeleceu uma marca confiável, um produto com um padrão de qualidade que os usuários sabiam não ser fraudado. Dentro deste princípio de padrão de qualidade, fundou, em 1870, a sua STANDARD OIL COMPANY, chamando para serem seu sócios outros refinadores menores que aceitassem a sua filosofia empresarial, guardando para si vinte e sete por cento das ações e o total domínio administrativo, ou seja, seu objetivo era o monopólio (Souza, 1997).

O petróleo teve aumento do consumo após a invenção dos motores à combustão na década de 1870 (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Uma vez introduzido o uso de derivados de petróleo, este passou a ser um produto indispensável para as populações de todo o mundo, com o consumo cada vez mais crescente. Entretanto, só existia uma fonte de abastecimento confiável na América do Norte. As alternativas russas, romenas ou polacas, únicas conhecidas fora dos Estados Unidos, no final do século passado, não eram confiáveis por terem produções irregulares, ou por não disporem de um meio de transporte barato. Por outro lado, não existiam refinarias suficientes para o abastecimento de um mercado em expansão. Os americanos, através da STANDARD, colocavam os seus produtos no mundo a preços mais baixos e com melhor qualidade (Souza, 1997).

O mercado internacional foi tão importante para a STANDARD que, em 1885, setenta por cento dos seus negócios estavam relacionados com o exterior. O monopólio da STANDARD no mercado internacional manter-se-ia até pelo menos o início do século XX, quando começaram a aparecer os primeiros concorrentes de peso (Souza, 1997).

4.1.2 O petróleo no Brasil

Segundo Souza (1997), a partir de 1860, o petróleo virou notícia. Logo vieram os cientistas estrangeiros para avaliar o potencial brasileiro. As primeiras análises não foram otimistas. As costeiras, pela pequena extensão em terra firme ou por não apresentarem sedimentos marinhos - únicos geradores de petróleo, segundo os falsos conceitos da época. As demais bacias interiores eram remotas e aparentemente insignificantes. Mas, talvez para aqueles sábios, o que mais prejudicava o potencial petrolífero brasileiro não estava, precisamente, na geologia desfavorável e sim no perigo de que se descobrisse uma ocorrência que viesse concorrer com a produção dos seus patrões, os donos mundiais do negócio.

De acordo com Souza (1997), após estas concessões pioneiras feitas a cientistas estrangeiros, segue-se uma fase de diversos registros de direitos para petróleo: em 1864, na própria Bahia, em Camamu e em Ilhéus; em 1867, nas bacias costeiras de São Luís e Barreirinhas, no Maranhão; em 1872 e 74, no interior de São Paulo, na bacia do Paraná; em 1881, no vale do Paraíba. Em 1882, era inaugurado o abastecimento de gás para a iluminação pública de Taubaté, São Paulo, graças ao aproveitamento industrial dos folhelhos betuminosos encontrados na bacia terciária do vale do Paraíba.

De posse de tão valioso parecer técnico, Ferreira Camargo não mediu gastos para concretizar o seu sonho. Comprou um equipamento de perfuração, contratou um experiente sondador americano e começou o poço na estrutura de Bofete. O poço de Bofete foi perfurado em 1892 até a profundidade de 488 m, sendo o primeiro poço para petróleo executado no Brasil. Dele, ter-se-iam extraído dois barris de óleo - pouco, é verdade, nem de longe poderia ser chamada de descoberta - mas o importante foi que se encontrou óleo no primeiro poço exploratório perfurado no país (Souza, 1997).

Com o advento da República, um pouco antes da perfuração do poço de Bofete, a febre de requisição de concessões sofreu um impacto: a nova constituição colocava o subsolo como direito do proprietário da terra, repetindo assim, a legislação americana.

Ainda nos tempos do regime monárquico, sem qualquer ajuda governamental, Ferreira Camargo contratou um eminente cientista belga, Dr. Auguste Collon, para assessorá-lo na pesquisa. O Dr. Collon executou o que se poderia chamar de primeiro trabalho geológico para petróleo no Brasil prevendo a sua presença na bacia do Paraná e sugerindo dois sítios nos quais deveriam ser perfurados poços profundos: Bofete e Porto Martins, no interior de São Paulo.

Dentre as principais tentativas dos órgãos públicos organizarem e profissionalizarem a atividade de perfuração de poços de petróleo no país estão: a criação do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB), em 1907, o Departamento Nacional da Produção Mineral, órgão do Ministério de Agricultura, em 1933, e as contribuições do Governo do Estado de São Paulo (Vogt, 2002).

A Primeira Grande Guerra trouxe como uma das conseqüências à conscientização da sociedade brasileira sobre a necessidade de o país possuir as suas próprias reservas de petróleo. Na Europa, a importância estratégica do combustível foi demonstrada pelos resultados das batalhas e com o aumento do consumo, afetando as balanças comerciais dos países que não possuíam reservas.

Finalmente, no início da década de 1930, dois baianos, Manoel Inácio Bastos e Oscar Cordeiro, por iniciativa particular, relatavam a ocorrência de petróleo nos subúrbios de Salvador. Em Lobato, havia uma exsudação de óleo que incomodava os moradores devido à contaminação das águas dos poços. Inácio Bastos, investigando a ocorrência, verificou que era petróleo natural a mazela que prejudicava a população local (Souza, 1997). O petróleo jorrou no dia 21 de janeiro de 1939 e logo a seguir, foi estabelecida, por proposta do recém-criado Conselho Nacional do Petróleo a constituição de uma reserva petrolífera nacional delimitada por uma circunferência de 60 km de raio em torno do famoso poço de Lobato (Dias Leite, 1997).

O reforço com a criação da PETROBRÁS, em 1953, melhorou o desempenho da equipe, mas não foi suficiente para a indústria petrolífera ganhar impulso. O Brasil continuaria a ser um grande importador de petróleo.

Souza (1997) continuou relatando que Walter Link, um geólogo recém saído da ESSO, foi um dos responsáveis pelos sucessos internacionais da companhia. Assumindo o posto de chefe da exploração da PETROBRÁS logo após a sua criação, foi responsável pela procura de petróleo na maior área de concessão de

uma só companhia de todo o mundo. Ninguém jamais tivera sob o seu domínio exclusivo, tamanha extensão de bacias sedimentares. Entretanto, tal imensidão constituía-se num enorme deserto de informações - quase nada se sabia sobre a maior parte da sua geologia.

A primeira providência de Link foi a organizar os trabalhos feitos pelo Conselho, utilizando como modelo a ESSO. Todos os trabalhos passaram a ser padronizados; relatórios periódicos tomaram-se obrigatórios, todos com tópicos preestabelecidos; manuais para cada especialidade obrigavam os especialistas a trabalhar dentro de um mesmo estilo. Este sistema era eficiente na medida que o arquivamento de dados permitia o fácil acesso às informações e impedia a perda da memória técnica. Os geólogos passaram a se especializar mais aprimorando a qualidade do trabalho desenvolvido.

Houve a centralização, nos escritórios do Rio de Janeiro, onde foram traçadas as diretrizes exploratórias, ficando com os distritos, os trabalhos operacionais. Esse modelo de organização era apropriado para um sistema de livre concorrência, mas para o Brasil, onde o sistema era de monopólio, a centralização impedia a livre concorrência de idéias.

Link não incentivava a exploração nas bacias submersas da plataforma continental. Mas, havia os que acreditavam que deviam abandonar a exploração terrestre e iniciar a busca na parte submersa do território brasileiro.

As notícias de descobertas no mar, em diversas partes do mundo, ganhavam destaques nas publicações especializadas. O sucesso exploratório no Golfo do México, nos Estados Unidos, servia como exemplo para os exploracionistas de todo o mundo, principalmente para os brasileiros, que tinham a indústria americana como modelo. A idéia de exploração na costa (offshore) estava sendo difundida, poderia ser uma opção para os problemas petrolíferos brasileiros (Souza, 1997).

Com Carlos Walter Campos na presidência da PETROBRÁS, a plataforma de perfuração marítima iniciou em 1968, suas atividades na costa do Espírito Santo, com um poço cujo objetivo era descobrir se as feições perfurantes na seção sedimentar eram causadas por diapirismo (dobra anticlinal em que o núcleo perfura as camadas superiores) salino ou por intrusões de rochas ígneas. Foi encontrado sal, o que era significativo. Em seguida a sonda dirigiu-se para Sergipe onde, naquele mesmo ano, perfurou o poço Sergipe Submarino nº 1,

encontrando óleo, uma jazida pequena, foi o primeiro poço na plataforma continental a encontrar petróleo e que existia produção (Souza, 1997).

Entre 1960 e 1973, o uso de petróleo na geração termelétrica cresceu a uma taxa média de 19% ao ano, chegando a constituir 26% de toda geração de eletricidade no mundo. Em alguns países (Japão, Dinamarca, Itália, Irlanda e Portugal), chegaram a representar 60%. Aproximadamente 4/5 da capacidade instalada em plantas termelétricas a óleo Diesel ou combustível (200 GW) estão concentrados em seis países, entre os quais EUA e Japão, que somam juntos 55% da capacidade instalada no mundo. Entre outros, destacam-se Itália e México, onde os derivados de petróleo representam cerca de 50% de toda a energia elétrica gerada (ANEEL, 2002).

Um marco na história da PETROBRÁS foi a decisão de explorar petróleo no mar. Em 1969, foi descoberto o campo de Guaricema, em Sergipe. Entretanto, foi em Campos, no litoral fluminense, que a Petrobras encontrou a bacia que se tornou a maior produtora de petróleo do país. O campo inicial foi o de Garoupa, em 1974, seguido pelos campos gigantes de Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador (Petrobrás, 2006).

Após a invenção dos motores a diesel e a gasolina, o petróleo ganhou maior dimensão no cenário mundial. Em 1970, o consumo mundial de petróleo para o transporte (óleo diesel, óleo combustível e gasolina) foi de 12.344 milhões tep (toneladas equivalentes de petróleo), enquanto o setor energético consumiu 1.397 milhões tep (BEN, 2005), o que o tornou grande propulsor da economia. Em 2003, 66% da energia elétrica produzida no mundo era proveniente de combustíveis fósseis. (IEA, 2006).

Em 1973, em consequência disso, o barril de petróleo subiu de 2,90 dólares (em setembro) para 11,65 dólares (em dezembro) afetando também o Brasil (DW-WORLD.DE, 2006).

Reagindo a isso, em 1981, o governo americano libera o preço do petróleo, causando assim, um aumento na produção do país. No resto do mundo há o desenvolvimento de novas fontes de energia.

Com estas medidas o preço do petróleo começa a cair, em 1986 caiu para um terço do valor de 1981. Quando o Iraque invade o Kuwait, em 1990, o preço do petróleo tem nova alta, desta vez atingindo o maior preço do mercado mundial em oito anos.

A partir de 2002, a PETROBRÁS ampliou sua área de prospecção, buscando novas frentes exploratórias nas bacias de Santos e Espírito Santo e em bacias ainda pouco exploradas em suas águas profundas, como as localizadas na costa sul da Bahia, Sergipe, Alagoas e da margem equatorial brasileira. O ano de 2003 foi considerado um marco na história da PETROBRÁS. Além do expressivo volume de petróleo descoberto, foram identificadas novas províncias de óleo de excelente qualidade, gás natural e condensado, permitindo que as reservas e a produção da Companhia começassem a mudar para um perfil de maior valor no mercado mundial de petróleo (Petrobrás, 2006).

No Brasil, de acordo com a Agência Nacional de Petróleo, as reservas provadas em terra eram de 1.354,73 milhões de barris e no mar de 14.777,57 milhões de barris e as reservas brasileiras somam 16.132,30 milhões de barris. As reservas de gás natural é de 454.453,54 milhões de m³. Cerca de 90% das reservas estão localizadas no mar, principalmente na Bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro (ANP, 2000).

4.1.3 Obtenção do combustível

O petróleo bruto deve passar por uma série de estágios durante o processo de refinação, para que seja convertido em produtos úteis (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Há tipos leves e claros como a gasolina, outros marrons, amarelos, verdes; alguns pretos e outros, ainda, verde-escuros. Petróleos ácidos ou acres são os que possuem composto de enxofre em alta percentagem, tendo cheiro peculiar, contendo gás sulfídrico em concentração acima de 380 ml por 100 litros, sendo perigosamente tóxicos. Já os óleos doces não contêm gás sulfídrico, pois contam com baixo teor de enxofre (Neiva, 1986).

O petróleo é extraído (de forma comum ou primária) por dutos que vão do poço até a superfície da terra ou mar, dependendo da localização da jazida, o mesmo é bombeado até a superfície ajudado pela mobilidade do líquido e por sua pressão interna. Para ser extraído por esse método, é necessário que haja gás dissolvido no óleo para que este borbulhe acima das camadas de óleo e de água.

Desta forma são recuperados de 15 a 20% do volume original de óleo do reservatório, sendo esta a forma de extração primária (Neiva, 1986).

A partir daí, se utiliza a forma secundária, onde se aplicam outras técnicas de retirada do petróleo existente na jazida. Um método muito utilizado consiste em injetar água pressurizada no poço, fazendo com que o óleo flutue, pois sua densidade é inferior à da água, facilitando assim a retirada deste. A água destinada à injeção pode ser doce ou salgada; é indispensável, porém, que seja limpa. Para isso se faz a filtragem, que visa à eliminação de sólidos em suspensão, bem como do tratamento através de produtos químicos bactericidas e inibidores de corrosão (Neiva, 1986).

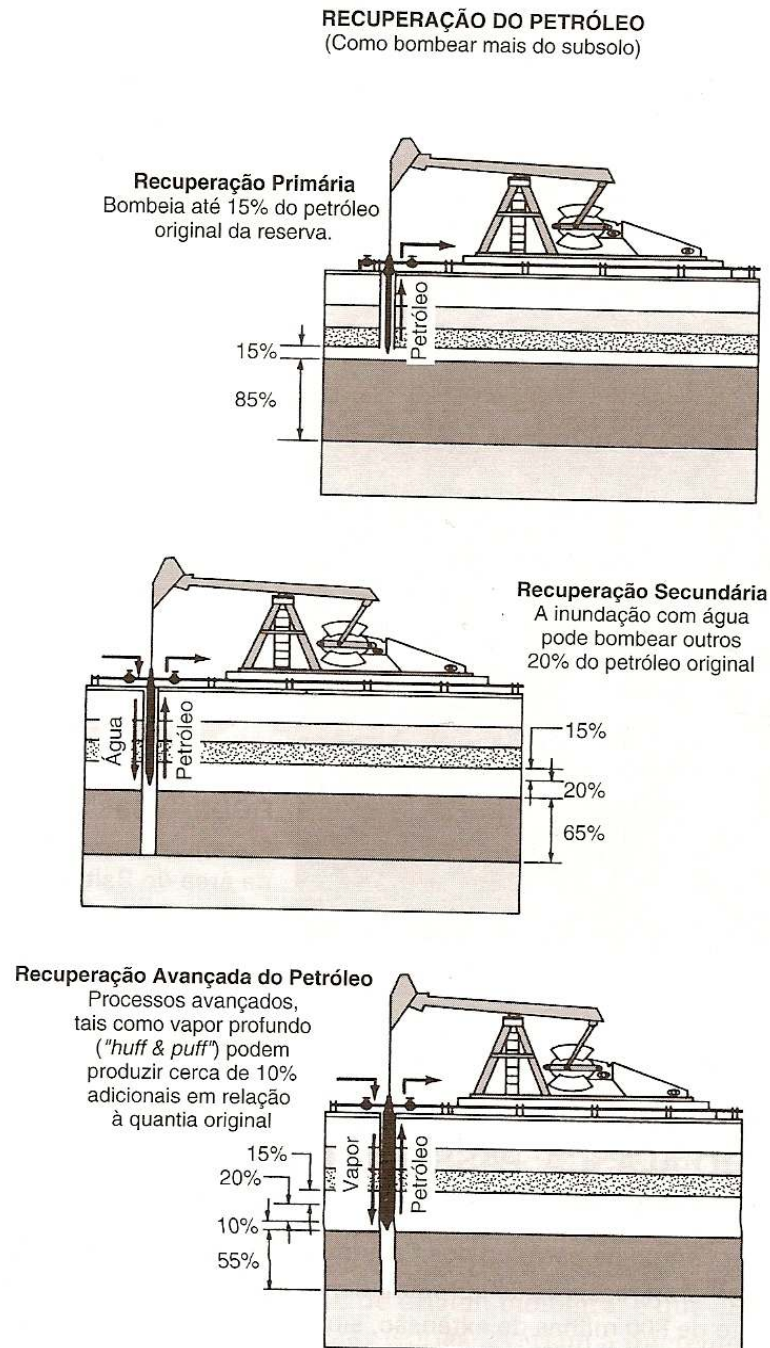
O método mais comum de extração terciária é utilização de processos térmicos. A injeção de vapor d'água no poço, aquece e diminui a viscosidade do óleo, facilitando o seu bombeamento. Pode ser de injeção cíclica, que consiste em injetar vapor no poço produtor (cerca de uma semana), fechá-lo durante alguns dias para se dar a troca de calor com a jazida, e colocá-lo em atividade por vários meses, até quando a vazão do petróleo começar a declinar. A operação deve ser repetida enquanto o aumento de produção compense os gastos. Pode haver também a injeção contínua de vapor neste processo que é semelhante ao da injeção de água (Neiva, 1986).

Um dos problemas enfrentados pelo método de injeção de vapor é a perda de calor, que se processa de três formas distintas: perda de calor nas instalações de superfície, no reservatório e no poço. Na superfície, as perdas podem ser minimizadas através de isolamento térmico das tubulações por onde o vapor passa, enquanto no poço é isolado parte dele com equipamentos especiais (obturadores térmicos), concentrando o calor próximo à jazida. Já no reservatório as perdas são em função da espessura da camada e do tempo de injeção (Neiva, 1986).

Por isso, costuma-se injetar vapor nas camadas mais espessas, pois elas retêm o calor por mais tempo, facilitando o processo. Quanto mais fina for a camada do reservatório, menos calor concentrará, dificultando a recuperação do petróleo (Neiva, 1986).

Outro método envolve a injeção de CO₂ ou nitrogênio diretamente no petróleo, para aumentar a pressão no reservatório e liberar o petróleo da rocha. Um outro processo utiliza produtos químicos, tais como polímeros ao invés de

gases, para forçar as moléculas dos componentes de petróleo para fora das rochas do reservatório (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Na FIG. 7 são mostrados os três processos de extração/recuperação do petróleo.



Fonte: Hinrichs, 2003

FIGURA 7 - Recuperação do petróleo

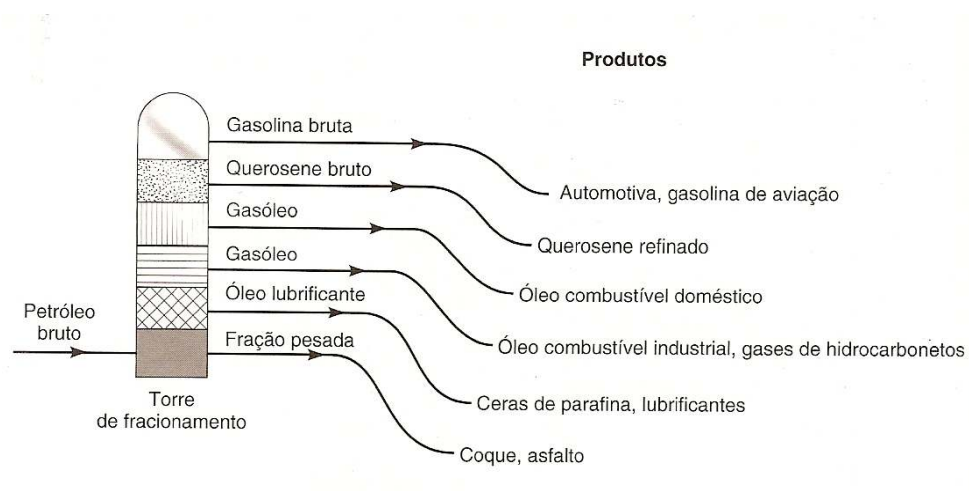
O óleo nacional é mais pesado do que os importados, necessitando de alta capacidade das unidades de conversão para seu processamento, as quais

convertem frações pesadas em combustíveis nobres. Este petróleo apresenta, ainda, algumas contaminações, que, em geral, prejudicam os processos catalíticos do refino e provocam o aumento de sua corrosividade, fazendo com que o esquema de refino tenha que ser adaptado e otimizado (Petrobrás, 2006). Os petróleos mais pesados geram maior volume de óleo combustível, produto de menor valor agregado.

Os processos normalmente empregados nas refinarias modernas para o processamento do petróleo (óleo cru) são: destilação, craqueamento, polimerização, alquilação, dessulfurização, dessalinização, desidratação e hidrogenação (Petrobrás, 2006).

A destilação separa as frações do petróleo usando para isso os seus diferentes pontos de ebulição. O petróleo é inicialmente aquecido, e depois entra em uma torre de fracionamento (com aproximadamente 40 m de altura). Os diversos derivados de petróleo são condensados a diferentes temperaturas, na torre, para serem coletados. As frações (ou produtos) mais pesadas se acumulam na parte inferior da torre, enquanto a gasolina bruta é condensada no topo (alguns gases não se condensam, são retirados no topo e adicionados ao gás natural) (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Os vapores, ao se elevarem, condensam-se nos pratos correspondentes à temperatura de condensação (Neiva, 1986). Esse resíduo é então reaquecido e levado para uma outra torre, onde o seu fracionamento ocorrerá a uma pressão abaixo da atmosférica. Nesta torre é extraída mais uma parcela de óleo diesel e um produto chamado genericamente de gasóleo, que não constitui um produto pronto (Petrobrás, 2006). Ele serve como matéria-prima para produção de gases combustíveis, GLP, gasolina e outros. As frações de ponto de ebulição mais elevado são retiradas pelo fundo da torre, na forma de asfalto. Esses poderão ser usados para o craqueamento catalítico ou, ainda, processados para a fabricação de óleos lubrificantes (Neiva, 1986). Nessa etapa são extraídos, por ordem crescente de densidade, gases combustíveis, GLP, gasolina, nafta, solventes e querosenes, óleo diesel e um óleo pesado, chamado resíduo atmosférico, que é extraído do fundo da torre. Na FIG. 8 temos o esquema dos produtos obtidos pelo refino.



Fonte: Hinrichs, 2003

FIGURA 8 - Torre de fracionamento

A maior parte dos derivados que saem da torre sofrem um tratamento químico e/ou térmico posterior, para fornecer produtos tais como gasolina, óleo para aquecimento, combustível de aviação, óleo diesel, parafinas e asfalto (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

A produção da refinaria pode ser ajustada de acordo com o consumo e a necessidade da indústria química, que precisa de insumos tais como metano, etano, benzeno e tolueno. Estes são utilizados na produção de fertilizantes, plásticos, solventes, nylon, borracha sintética, etc. (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

No craqueamento há a quebra das moléculas de hidrocarbonetos pesados, convertendo-as em gasolina e outros destilados com maior valor comercial. Os dois principais tipos são o craqueamento térmico e o catalítico. O térmico utiliza calor e altas pressões para efetuar a conversão de moléculas grandes em outras menores e o catalítico utiliza um catalisador que é uma substância que facilita essa conversão, porém em condições operacionais mais brandas. Os catalisadores mais usados são: platina, alumina ou sílica. Em ambos os tipos de craqueamento a utilização de temperaturas relativamente altas é essencial (Petrobrás, 2006).

Na polimerização ocorre a combinação entre moléculas de hidrocarbonetos mais leves do que a gasolina com moléculas de hidrocarboneto de densidades semelhante. O objetivo do processo é produzir gasolina com alto teor de octano (hidrocarboneto com oito carbonos), que possui elevado valor comercial (Petrobrás, 2006).

A alquilação é um processo semelhante ao da polimerização. Também há conversão de moléculas pequenas de hidrocarbonetos em moléculas mais longas, porém difere da polimerização porque neste processo pode haver combinação de moléculas diferentes entre si. A gasolina obtida por meio da alquilação geralmente apresenta um alto teor de octanagem, sendo de grande importância na produção de gasolina para aviação (Petrobrás, 2006).

A dessulfurização é utilizada para retirar compostos de enxofre do óleo cru, tais como: gás sulfídrico, mercaptanas, sulfetos e dissulfetos. Este processo melhora a qualidade desejada para o produto final (Petrobrás, 2006).

A dessalinização e a desidratação têm por objetivo remover sal e água do óleo cru. Por meio dele o óleo é aquecido e passa por um meio catalítico. A massa resultante é decantada ou filtrada para retirar a água e o sal contidos no óleo (Petrobrás, 2006).

A hidrogenização é um processo desenvolvido por técnicos alemães para a transformação de carvão em gasolina. Por meio deste processo, as frações do petróleo são submetidas a altas pressões de hidrogênio e temperaturas elevadas, em presença de catalisadores (Petrobrás, 2006).

Metade das bacias sedimentares do mundo, que oferecem probabilidade de existir petróleo, estão localizadas no mar. As áreas mais ativas, em nossos dias, são: Golfo do México, Mar do Norte, Golfo Arábico, África Ocidental, Brasil e o sul do Mar da China (Neiva, 1986).

Fundamentalmente, são iguais as tecnologias aplicadas na exploração e produção de petróleo na terra e no mar. Porém, muito mais onerosas são as atividades desenvolvidas em água, devido a fatores, tais como: transportes aéreo e marítimo de pessoal e de material e o uso de instalações fixas e de equipamentos móveis para diversas finalidades. Em condições normais, os custos das perfurações marítimas são quatro a cinco vezes maiores do que os das terrestres (Neiva, 1986).

Os equipamentos e estruturas, utilizados pela indústria de petróleo no mar, são bastante diversificados, são eles: os gabaritos submarinos (templates), os dutos submarinos, as pontes, os píeres, as bóias, os tanques, as torres, as balsas, os barcos, as lanchas, os helicópteros, os submarinos tripulados, as cápsulas de mergulho e as de trabalho submarino. E ainda: unidades de perfuração e de apoio (alto custo) montadas sobre equipamento flutuante e as

facilidades de produção sobre plataformas fixas ou móveis (Neiva, 1986).

Na área de perfuração marítima em grandes profundidades, a PETROBRÁS tem as mais avançadas técnicas de exploração existentes. A exploração de petróleo no mar é realizada utilizando-se os navios-sonda ou as chamadas plataformas submarinas, que nada mais são do que estruturas flutuantes de aço (Neiva, 1986).

A primeira plataforma de perfuração submarina, encomendada aos estaleiros nacionais, foi batizada com o nome de Petrobrás I. Tratava-se de uma unidade móvel, auto-elevatória, que oferecia condições de operação em mar aberto, em qualquer ponto onde a profundidade das águas não ultrapassasse 30 m. Coube à Companhia Comércio e Navegação Estaleiros Mauá a montagem integrada do conjunto da Petrobrás I, cujo peso total era da ordem de 4.170 t. Esta entrou em operação na plataforma continental de Alagoas em setembro de 1968 (Neiva, 1986).

Os principais tipos de plataformas segundo as definições adotadas pela PETROBRÁS são as seguintes:

Plataformas Fixas - são constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. Foram as primeiras unidades utilizadas. Têm sido as preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300 m.

Plataformas Auto-eleváveis (PAs) - São constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estrutura de apoio, ou pernas, que, acionadas mecânica ou hidráulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Destinam-se à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâmina d'água que variam de 5 a 130 m.

Plataforma de Pernas Atirantadas (Tension-Leg Plataform - TLP) - São unidades flutuantes utilizadas para a produção de petróleo. Sua estrutura é bastante semelhante à da plataforma semi-submersível. Porém, sua ancoragem no fundo do mar é diferente: as TLPs são ancoradas por estruturas tubulares, com os tendões fixos ao fundo do mar por estacas e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, o que reduz severamente os movimentos da

mesma. Desta forma, as operações de perfuração e de completação são iguais às das plataformas fixas.

Plataformas Semi-submersíveis - As plataformas semi-submersíveis são compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos. Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Por isso, torna-se necessário que ela fique posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície, operação esta a ser realizada em lamina d'água. Dois tipos de sistema são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico.

O sistema de ancoragem é constituído de 8 a 12 âncoras e cabos e/ou correntes, atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante quando é modificada pela ação das ondas, ventos e correntes. No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores acústicos determinam a deriva, e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma.

As plataformas semi-submersíveis podem ou não ter propulsão própria. De qualquer forma, apresentam grande mobilidade, sendo as preferidas para a perfuração de poços exploratórios.

Navios-sonda - Navio-sonda é um navio projetado para a perfuração de poços submarinos. Sua torre de perfuração localiza-se no centro do navio, onde uma abertura no casco permite a passagem da coluna de perfuração. O sistema de posicionamento do navio-sonda, composto por sensores acústicos, propulsores e computadores, anula os efeitos do vento, ondas e correntes que tendem a deslocar o navio de sua posição.

Plataformas tipo FPSO - Os FPSOs (Floating, Production, Storage and Offloading) são navios com capacidade para processar e armazenar o petróleo, e prover a transferência do petróleo e/ou gás natural. No convés do navio, é instalada uma planta de processo para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços. Depois de separado da água e do gás, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio, sendo transferido para um navio aliviador de tempos em

tempos. O navio aliviador é um petroleiro que atraca na popa da FPSO para receber petróleo que foi armazenado em seus tanques e transportá-lo para terra. O gás comprimido é enviado para terra através de gasodutos e/ou re-injetado no reservatório. Os maiores FPSOs têm sua capacidade de processo em torno de 200 mil barris de petróleo por dia, com produção associada de gás de aproximadamente 2 milhões de metros cúbicos por dia.

A exploração da Bacia de Campos começou no final de 1976, com o poço 1-RJS-9-A, que deu origem ao campo de Garoupa, situado em lâmina d'água de 100 metros. Já a produção comercial, começou em agosto de 1977, através do poço 3-EM-1-RJS, com vazão de 10 mil barris/dia, no campo de Enchova.

4.1.4 Funcionamento de uma termelétrica

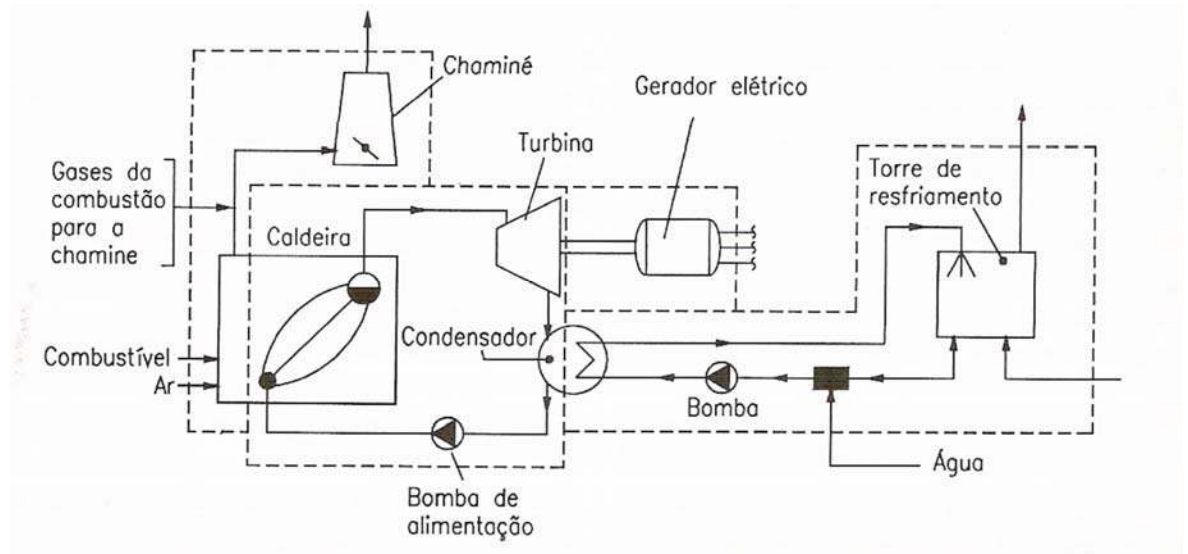
As usinas termelétricas utilizam combustíveis; do tipo fóssil, o carvão mineral e os derivados de petróleo como o óleo ou o gás natural; nucleares, elementos radioativos (urânio, tório, plutônio); e biomassa (extraído de florestas energéticas e do bagaço de cana-de-açúcar) como fonte para geração de energia elétrica. O fluido utilizado geralmente é a água, para turbinas a vapor ou o gás de combustão para turbinas a gás.

Uma planta de potência a vapor é composta dos seguintes elementos: equipamentos do ciclo (caldeira, turbina a vapor, condensador e bomba de água de alimentação); equipamento de manuseio do combustível e exaustão dos gases para a atmosfera; equipamentos do sistema de resfriamento de água do condensador e reposição de água ao ciclo; equipamentos para a conversão de energia mecânica em energia elétrica (Lora & Nascimento, 2004).

O funcionamento básico se faz pela queima do combustível que aquece a água que passa através de tubos por dentro do forno transformando-a em vapor, que é encaminhada a turbina e a faz girar transformando o calor em energia cinética. A água que vai até o forno pertence ao circuito primário que é fechado. Depois de passar pela turbina a água é resfriada no condensador, esta utiliza a água do circuito secundário, que geralmente captada de um corpo d'água.

Em usinas com turbina a gás, o gás de combustão é usado diretamente para girar a turbina e em seguida é liberado para o ar (Ishiguro, 2002).

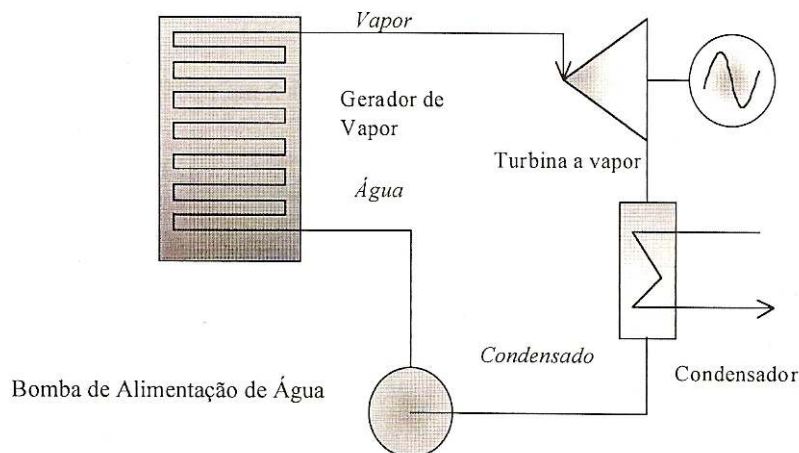
A FIG. 9 mostra os elementos que compõe uma instalação termelétrica.



Fonte: Lora & Nascimento, 2004

FIGURA 9 - Instalação de potência a vapor

Geralmente as térmicas a vapor podem funcionar no ciclo Rankine ou no ciclo Brayton. No ciclo Rankine ou ciclo vapor, é composto por caldeira, turbina a vapor, condensador e gerador elétrico (CSPE, 2004). Utiliza-se o calor da combustão para a geração de vapor numa caldeira ou gerador de vapor que, aciona uma turbina a vapor que está acoplada a um gerador elétrico (Coelho, Paletta & Freitas, 2000). Na FIG. 10, temos o esquema e os componentes do ciclo Rankine.



Fonte: Coelho, Paletta & Freitas, 2000

FIGURA 10 - Ciclo Rankine

A principal diferença do ciclo Rankine para o ciclo Brayton (ou turbina a gás) é que este funciona com a presença de ar. Há a sucção do ar atmosférico por um compressor, que através da compressão aumenta a pressão. O ar comprimido entra na câmara e mistura-se ao combustível onde há a combustão. Os gases da combustão passam pela turbina acionando-a e são expelidos para a atmosfera. Parte do trabalho desenvolvido pela turbina é utilizado para acionar o compressor, o restante é utilizado para acionar um gerador elétrico ou um dispositivo mecânico (Coelho, Paletta & Freitas, 2000). O ciclo de uma turbina a gás, pode ser usado também para o óleo destilado, tipo óleo diesel.

A cogeração no ciclo Brayton é implementada através da adição de uma caldeira de recuperação de calor ao ciclo. Os gases de exaustão da turbina são direcionados para a caldeira, de modo a gerar vapor (Coelho, Paletta & Freitas, 2000).

Há também o ciclo combinado, que utiliza o ciclo Brayton e o ciclo Rankine juntos em cogeração, ou seja, o calor gerado por um é liberado e entra no ciclo de calor do outro.

Os tipos de centrais termelétricas são as seguintes:

a) Central termelétrica de geração com ciclo a vapor: utilizam qualquer tipo de combustível e possuem potências unitárias de até 1200 MW (Lora & Nascimento, 2004).

b) Central termelétrica de turbina a gás operando em ciclo simples, utiliza uma turbina a gás, têm uma partida muito rápida, ideal para utilização em horários de pico (Lora & Nascimento, 2004). Utiliza combustíveis líquidos (óleo) ou gasosos (gás natural).

c) central de ciclo combinado, a turbina a gás e a turbina a vapor integram um ciclo (Lora & Nascimento, 2004). Utiliza predominantemente o gás natural.

d) Central de motores de combustão interna, utiliza motores do ciclo Diesel ou Otto a gás natural para a geração de potência. Utilizados em localidades isoladas.

Na TAB. 2, há a comparação de diversos parâmetros em quatro tipos de centrais termelétricas.

TABELA 2 - Parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas

Parâmetro	Central a vapor	Turbina a gás	Ciclo combinado	Motores de combustão interna
Potência nominal por unidade (MW)	20 ~ 1200	0,5 ~ 340	7 ~ 800	Até 100
Custo específico (US\$/kW)	600~1400	300~350	400~800	580~800
Tipo de combustível usado	Sólido, líquido ou gasoso.	Diesel especial ou gás natural	Diesel especial ou gás natural	Diesel gás natural
Rendimento	42-44,5	36-37	55-60	50
Tempo de vida (horas)	100.000	100.000	100.000	-
Tempo de montagem (meses)	40	10	20	10
Taxa de aquecimento, (kJ/kWh)	7531-8018	9730-10000	6100-6300	7200

Fonte: Lora & Nascimento, 2004

O processo de funcionamento de uma termelétrica dá-se da seguinte maneira: o combustível é queimado na fornalha da caldeira, nas superfícies de aquecimento há a transformação da água em vapor. Este deixa a caldeira a temperaturas acima de 500°C e entra na turbina, passando por bicos injetores (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

O vapor condensa nas superfícies dos tubos do condensador, sendo o calor latente removido utilizando água de resfriamento de uma fonte fria (corpo d'água), que é levada ao condensador pelas bombas de circulação (Lora & Nascimento, 2004).

O gerador de vapor ou caldeira consiste em longas tubulações que transportam a água (e/ou o vapor). Estes tubos recebem o calor por irradiação pelo fogo, ou por convecção, dos gases de combustão à medida que eles escoam pela caldeira. O vapor é produzido e reaquecido entre os estágios da turbina, para que possa atingir temperaturas mais elevadas de forma a aumentar a eficiência da usina (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

O vapor a alta velocidade atinge as lâminas da turbina, fazendo girar um eixo ou rotor sobre o qual são montadas espiras. À medida que o vapor atravessa a turbina, sua pressão e densidade diminuem, de forma que lâminas progressivamente maiores são necessárias para capturar a energia decrescente do vapor (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Este vapor do circuito primário, que está em alta pressão, a acima de 100 atm, se expande para uma pressão menor do que a atmosférica, fazendo girar a turbina, acionando assim o gerador elétrico. Após isto, condensa-se o vapor, que está a uma temperatura de aproximadamente 500°C (para uma usina queimando combustível fóssil), transferindo o resíduo da energia térmica para um circuito de refrigeração ou torre de resfriamento, que faz a água retornar ao início do ciclo. O ciclo de uma usina elétrica a vapor é completado com o retorno desta água à bomba de alimentação, onde ela é bombeada a uma alta pressão, e realimentada no gerador de vapor (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

As torres de resfriamento são dos meios mais comuns para se dispor dos resíduos de calor, sem colocá-los diretamente em um sistema aquático, nela o vapor é pulverizado ou borrifado para baixo. As pequenas gotas são resfriadas por evaporação por uma corrente de ar coletada no exterior da torre e que circula por dentro dela. A água resfriada é coletada na parte inferior da torre e bombeada de volta ao condensador. No tipo mais comum de torre, que utiliza o ciclo aberto ou úmido, o ar exterior entra em contato direto com a água. O ar é movido para cima tanto por um ventilador mecânico quanto de forma natural por esquemas como o de uma chaminé. Na torre do tipo mecânica, o ar entra por um dos lados da torre e é puxado para cima por ventiladores localizados no topo da torre. No tipo natural o ar quente e úmido entra pelo topo da torre e sai resfriado e seco, pela sua base. As torres de resfriamento natural geralmente são maiores e mais caras que as de resfriamento mecânico (Hinrichs & Kleinbach, 2003). A torre da usina de Candiota tem 124 m de diâmetro e 133 m de altura. Parte da água é

perdida por evaporação pela chaminé, que possui 150 m de altura.

O vapor do circuito primário transfere calor para o circuito secundário com água fria, resfriando-a e condensando-se em água líquida (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

A água morna condensada é devolvida ao rio ou lago ou passa por uma torre de resfriamento, com um aumento de temperatura (ΔT) de aproximadamente 10°C acima da temperatura ambiente. A finalidade do condensador é aumentar a eficiência da usina e completar o ciclo do vapor ao devolver a água à caldeira (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Esse processo transforma a energia térmica em energia cinética e esta em energia elétrica. A última parte do processo é levar a energia produzida até os centros consumidores.

A eletricidade gerada em uma central elétrica está na forma de CA (corrente alternada). Se a demanda elétrica aumenta, o eixo perde velocidade, de forma que o fluxo de vapor deve ser aumentado, e vice-versa (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Também pode ser feito o sistema de co-geração que consiste em utilizar a água quente para uso industrial; aquicultura (crescimento de peixes estimulado por meio da criação em água quente); aquecimento de estufas; pré-aquecimento de ar, dessalinização da água do mar, aceleração do crescimento das colheitas e proteção contra as geadas (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Por causa dos impactos ecológicos da poluição térmica, leis recentes determinaram que outros métodos para a disposição de resíduos de calor devem ser utilizados, ao invés da descarga direta no ecossistema aquático (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

4.1.5 Termelétricas a carvão

O uso de carvão mineral antecede ao cristianismo, os povos da antiguidade já o utilizavam com diferentes finalidades (Neiva, 1986).

Foram encontradas gravações que indicavam a existência de um material conhecido como “carvão vegetal de rocha” ou “carvão vegetal gelado” que era usado em 1.100 a.C. para fundir o ferro e o cobre (Lindberg & Provorse, 1980). O betume era largamente utilizado no Mundo Antigo, sendo empregado na

fabricação de esquifes, cisternas, esgotos e, até, na iluminação noturna: as tochas que ardiam nas residências, ou mesmo nas ruas das cidades egípcias, eram constituídas de feixes de palha embebidos de petróleo. Na cremação dos mortos, os corpos eram untados de betume, o que facilitava o trabalho das chamas (Neiva, 1986). O piche de asfalto era utilizado no antigo Egito e Babilônia por volta de 2.500 a.C. para impermeabilização e vedação; os gregos e os romanos o usavam para fundir as suas armas, por causa do seu alto poder calorífico. Os chineses perfuravam poços atrás de petróleo e gás antes 1.000 a.C., e os utilizavam para aquecimento e iluminação (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

O carvão é uma substância orgânica, formada basicamente pelo carbono e variando as proporções de hidrogênio, oxigênio, nitrogênio e enxofre (Lindberg & Provorse, 1980). Formado por hidrocarbonetos (C_nH_n), é uma das fontes de energia mais importantes. O soterramento de grandes florestas na Era Paleozóica, do período Carbonífero, formou uma camada em que a decomposição da vegetação, deposição e soterramento de sedimentos, dos movimentos da crosta terrestre e das forças de erosão, originaram o carvão. Por comparação, acredita-se que os produtos de petróleo são derivados da compressão de resíduos de organismos marinhos (Lindberg & Provorse, 1980).

São quatro os tipos de carvão, classificados de acordo com a quantidade de carbono: os lignitos são carvões mais jovens, com alto teor de água e baixo poder calorífico; os sub-betuminosos, possuem pouco enxofre e o custo da mineração é relativamente baixo, porém ainda possui alto teor de água; os betuminosos, mais abundantes, com alto poder calorífico, possui alto teor de enxofre, mais de 2% em massa, e; o antracito, com alto poder calorífico e muito duro, não produz poeira nem fuligem e sua queima é mais demorada.

As jazidas de carvão podem ser de dois tipos: as minas a céu aberto e as subterrâneas, dependendo da formação da jazida, que é determinada por parâmetros geológicos. Somente o depósito que ocorre relativamente próximo à superfície é usado como mina a céu aberto (Wilson, 1980). Leva-se em conta também o tamanho da jazida, a qualidade do material existente, os fatores de segurança, saúde e ambientais.

As minas a céu aberto têm um custo menor e um melhor aproveitamento do carvão do que as subterrâneas. Em minas a céu aberto utiliza-se o método de lavra em tiras e suas variantes de execução (descobertura com *dragline*,

bancadas com utilização de escavadeiras/caminhões e lavras em blocos com combinação com trator e scraper) (Koppe & Costa, 2002). Minas a céu aberto tem produtividade oito vezes maior do que a de minas subterrâneas.

As minas subterrâneas têm o custo de operação, às vezes, muito próximo às minas a céu aberto, porém o valor total de seu produto é maior. A mão-de-obra para esse tipo de empreendimento deve ser especializada. É constituído pelos métodos de câmaras e pilares e de caimento do teto (Koppe & Costa, 2002,).

No Brasil, foram descobertas reservas em 1795, na região do baixo Jacuí, RS, por técnicos ingleses que construíam ferrovias. O carvão ocorre associado à folhelhos, siltitos e arenitos da formação Rio Bonito do período Permiano. A Bacia Carbonífera de Candiota, no Rio Grande do Sul, é a maior de todas e conta com cerca de 12×10^9 toneladas de carvão essencialmente utilizado como carvão energético (Koppe & Costa, 2002).

As principais características do carvão brasileiro são: o elevado teor de inertes; a alta velocidade de queima; a elevada reatividade; e o baixo poder calorífico, conferindo a ele baixa qualidade. Por possuir muito enxofre sua queima gera muita cinza. As cinzas volantes são utilizadas pelas indústrias cimenteiras. Para cada quilo de carvão nacional queimado, ele produz meio quilo de cinza e gera um kWh.

No Brasil, o carvão mineral é encontrado em cinco grandes regiões: Alto Amazonas, Rio Fresco, Tocantins-Araguaia, Piauí Ocidental e Brasil Meridional (Reis, 2003).

As termelétricas a carvão são responsáveis por quase 40% da energia total gerada no mundo.

No caso da usina de Candiota, o carvão é extraído da Mina Candiota, a céu aberto. Sua fragmentação é feita com detonações de dinamite e, posteriormente, britagem para uniformizar o tamanho dos pedaços. O transporte para o abastecimento da usina, distante 2,5 km da Mina, é realizado por correias transportadoras (CGTEE, 2006).

O carvão é, então, triturado até virar um pó fino e é soprado para dentro da fornalha conectada a um gerador de vapor. Aqui ele se mistura com o ar pré-aquecido e queima para liberar a energia utilizada na produção de vapor (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Após isto o processo é igual às outras usinas termelétricas.

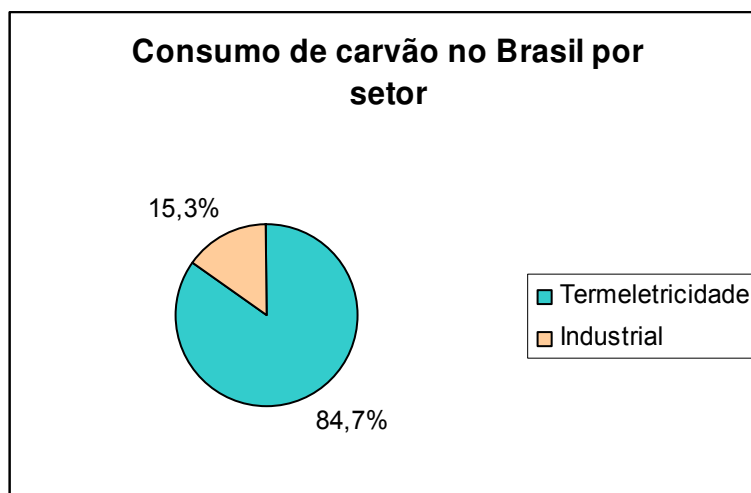
O carvão mineral para ser utilizado em usinas térmicas precisa passar por um

pré-tratamento caro e complexo (pulverização), pois sem isso, há a emissão de óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio e particulados, e exige também a instalação de sistemas de limpeza de gases (Lora & Nascimento, 2004). Após os gases de combustão resfriados deixarem a fornalha (levando com eles parte das cinzas restantes da queima do carvão), eles passam por uma série de dispositivos de controle de poluição antes de serem liberados na atmosfera através de altas chaminés (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Para a produção de coque de alto-forno usado em siderúrgicas, o carvão utilizado é quase totalmente importado já que o nosso é impróprio para essa finalidade.

As usinas termelétricas brasileiras são instaladas próximas à jazida de carvão, fazendo com que o custo de geração e o impacto ambiental sejam minimizados, pois não há perda do produto no transporte, diminuído o risco do material cair, contaminando o local.

A FIG. 11, mostra como estava a distribuição do consumo de carvão mineral no Brasil em 2004.



(1) Percentuais calculados em tep
Fonte: BEN, 2006

FIGURA 11 - Estrutura do Consumo de Carvão Mineral no Brasil

O Brasil possui as seguintes usinas térmicas a carvão: o complexo termelétrico Presidente Médici (RS): com duas unidades de 63 MW cada e mais duas unidades de 160 MW cada totalizando 446 MW; a termelétrica de São Jerônimo (RS), que gera 20 MW; a de Nutepa (RS) que gera 24 MW; a Jorge

Lacerda (SC) gerando 857 MW; a de Charqueadas (RS), gera 72 MW e a de Figueira (PR) que gera 20 MW. O Brasil tem 1.644 MW gerados por térmicas a carvão.

4.1.5.1 Impactos ambientais das termelétricas a carvão

A lavra a céu aberto já provoca, de imediato, impacto visual, modificando a paisagem local. Ocorrem associados problemas de erosão, geração de poeiras, ruídos, vibrações e gases emanados das detonações e deposição de rejeitos e estéril (Koppe & Costa, 2002).

As minas a céu aberto provocam impactos ambientais no lençol freático, conflitos no uso da terra, danos a saúde dos trabalhadores, a poluição de águas superficiais além da poeira e material particulado emitidos. Secundariamente, esse conjunto de atividades pode causar problemas na água em torno da mineração decorrente da drenagem ácida da mina, sedimentação, poluentes químicos, metais-traço e sólidos dissolvidos ou suspensos.

Em minas subterrâneas os impactos são menores, porém significativos. Pode-se realçar a subsidência do terreno, a alteração do regime hidrológico com rebaixamento do lençol freático, a geração de vibrações ocasionadas pela detonação dos explosivos, poeiras, gases e liberação de metano no subsolo, deposição de estéril e rejeito na superfície. A remoção do material pode causar pequenos terremotos ou desmoronamentos.

A alta concentração do metano é responsável por explosões ocorridas em minas subterrâneas (Hirschberg, Burgherr, Spiekerman & Dones, 2004).

A mineração do carvão pode alterar o suprimento de água local, bem como a drenagem desta. Em decorrência disto, as áreas onde houveram minas a céu aberto de exploração de carvão podem não ser viável o reflorestamento, ou melhor a recuperação da área com vegetação por ausência de água. Neste caso, há um agravante, o carvão se combina com o oxigênio e o vapor de água da atmosfera e forma o ácido sulfúrico (H_2SO_4), responsável pela chuva ácida.

O carvão contém até 6% de enxofre em seu peso, e a sua queima responde pela maior parte das emissões de dióxido de enxofre, aproximadamente 20 milhões de toneladas por ano (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Tanto as cinzas leves (fly ash) quanto às pesadas (bottom ash) e as volantes que são emitidas são altamente poluidoras e contaminantes do solo, da água e do ar. O lançamento de óxido de enxofre pelas chaminés das usinas contamina o ambiente e os corpos d'água. As pilhas de carvão a serem queimadas contaminam não somente o ar como o lençol freático.

A emissão de gases SO_x, NO_x e CO₂ é comum tanto para o carvão quanto para o gás natural. Também ocorre o lançamento de compostos orgânicos como hidrocarbonetos e o denominado POM - Polycyclic Organic Matter.

As termelétricas a carvão são responsáveis pela emissão de ácido sulfúrico (H₂SO₄) e ácido nítrico (HNO₃), ocasionando a chuva ácida que causa sérios desequilíbrios aos ecossistemas e a vegetação.

A chuva ácida pode ter muitos efeitos nocivos, incluindo a acidificação dos lagos – com o declínio significativo da população de peixes – e danos a vegetação e às florestas, corrosão de construções e, possivelmente, danos a saúde humana (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Uma termelétrica a carvão com capacidade geradora de 1.000 MW(e), sem uso de filtros e outras tecnologias, produz anualmente uma média de 44.000 toneladas de óxido sulfúrico e 22.000 toneladas de óxido de nitrogênio que são dispersadas na atmosfera. Além disso, forma 320.000 toneladas de cinzas contaminadas com 400 toneladas de metais tóxicos (arsênio, cádmio, cobalto, chumbo, mercúrio, níquel e vanádio) quantidades nas quais são desprezadas outras atividades no ciclo do carvão, tais como a mineração e o transporte (Rashad & Hammad, 2000).

4.1.6 Termelétricas a gás

O gás natural é formado por hidrocarbonetos, na faixa do metano e do hexano, em poucas quantidades apresenta o nitrogênio e o dióxido de carbono. Ele pode ser encontrado de duas formas: associado e não-associado. O associado é quando ele está junto com o petróleo na jazida, neste caso ele tem que ser separado. E não-associado quando a jazida só contém o gás, existindo pouca ou nenhuma quantidade de óleo.

Tem em sua composição também etano, propano, butano, metais pesados, nitrogênio, água, ácido clorídrico, metanol, algumas impurezas, dióxido de carbono e gás sulfídrico que são removidos antes da comercialização. Quando da crise do petróleo, em 1973 e 1979, o gás passou a substituí-lo em algumas aplicações.

As máquinas de combustão a gás podem ser: máquinas a pistão (dos ciclos Otto, Diesel e Dual) e máquinas sem pistão (ciclo Brayton). Atualmente, as maiores turbinas a gás chegam a 330 MW de potência e os rendimentos térmicos atingem 42% (ANEEL, 2006).

As máquinas do ciclo Brayton apresentam construção modular sobre um único eixo, no qual são acoplados o compressor de ar, a turbina a gás e o gerador.

O ciclo Brayton é o mais usado em termelétricas a gás. As turbinas podem ser aeroderivativas; originadas das turbinas desenvolvidas para a aviação, e também turbinas específicas para a geração, as heavy duty.

A potência máxima que as turbinas aeroderivativas alcançam é de 45MW, capacidade utilizada no Boeing 747, enquanto que as turbinas do tipo heavy duty podem atingir 180 MW.

O gás natural é recebido via gasoduto e é usado imediatamente, a uma taxa determinada pela demanda de eletricidade. Não é necessária a armazenagem (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia ocorreu somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, com restrições de oferta de gás natural, pois seu baixo rendimento térmico nas turbinas e os custos de capital relativamente altos foram, durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico (ANEEL, 2006).

O gás natural continuou a trajetória de crescimento na geração pública e de autoprodutores. Na geração pública passou de 6,9 a 9,7 TWh (+ 41,1%), representado 26% da geração térmica e 3,1% da geração pública total (BEN, 2003).

As principais propriedades do gás natural são a sua baixa densidade em relação ao ar, o baixo poder calorífico, os baixos teores de carbono, CO₂, hidrogênio, oxigênio e compostos sulfurosos. Outras características intrínsecas importantes são os baixos índices de emissão de poluentes, em comparação a outros combustíveis fósseis, rápida dispersão em caso de vazamentos, os baixos

índices de odor e de contaminantes (ANEEL, 2006).

As vantagens deste tipo de geração de energia são o baixo impacto ambiental e o fato das usinas poderem ser construídas próximas ao mercado consumidor. As desvantagens são os altos custos da matéria-prima, já que o gás é um derivado de petróleo, e o alto consumo de água para o resfriamento. Com o carvão e o óleo temos ainda a emissão de enxofre, NOx e material particulado na atmosfera.

Ainda, em relação a outros combustíveis fósseis, o gás natural apresenta maior flexibilidade, tanto em termos de transporte como de aproveitamento (ANEEL, 2000). Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta (ANEEL, 2006).

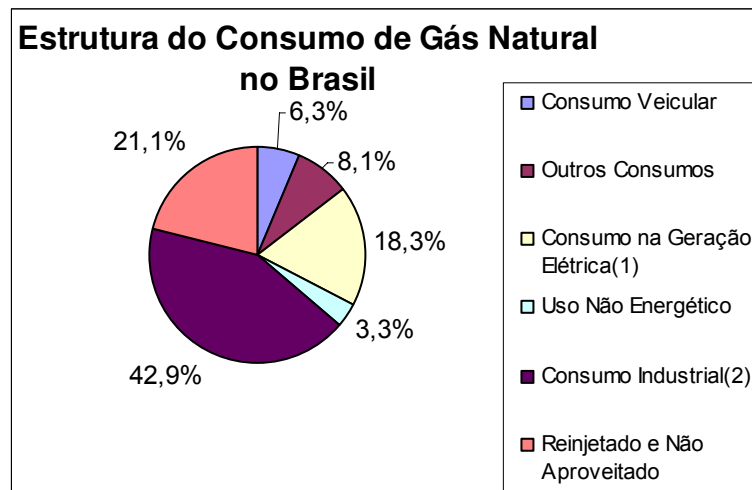
As unidades de geração movidas a gás são menos danosas ao meio ambiente, elas praticamente não produzem SO₂ e apenas um terço do CO₂ quando comparados com o emitido em uma usina do mesmo porte movida a carvão. Com o crescimento e o desenvolvimento industrial há um aumento no uso dos combustíveis. Com isso, temos uma piora na qualidade do ar, devido a emissão em grande quantidade de SO₂ e particulado (Lopez & Mandujano, 2005). Além disso, têm um tempo de construção mais curto (Hinrichs & Kleinbach, 2003). As termelétricas que funcionam com turbinas a gás de ciclo combinado geram em torno de 40% mais eletricidade, com a mesma quantidade de combustível, que o sistema de geração convencional (Denny & O'Malley, 2005).

A vantagem da geração termelétrica é o seu custo de produção ser relativamente baixo. Quando há a necessidade de aumento rápido na produção, por ocasião de um pico de consumo, esta é uma operação que pode ser executada, desde que a capacidade instalada permita.

Nas termelétricas a gás o seu tempo de construção é baixo e o custo do investimento também.

O inconveniente das turbinas a gás é a sua sensibilidade às condições climáticas, principalmente à temperatura ambiente, e seu rendimento é comprometido quando têm que trabalhar com carga baixa. No ciclo simples há a perda de energia nos gases de exaustão.

A FIG.12 mostra o consumo nacional de gás natural.



(1) Setor industrial contempla o consumo em refinarias e na exploração e produção de petróleo

(2) Geração de energia elétrica em centrais elétricas de serviço público e em centrais elétricas autoprodutoras

Fonte: BEN, 2005

FIGURA 12 - Consumo de Gás Natural no Brasil

Porém, ela possui um alto custo de operação e o combustível depende da oferta no mercado, e quando importado, da cotação do dólar.

As principais usinas de ciclo simples são: Três Lagoas (240MW), UTE Camaçari (360 MW), UTE Campos (30 MW), Juiz de fora (87 MW), Eletrobolt (379 MW), Macaé Merchant (923 MW), Termobahia (190 MW), Termoceará (220 MW), Termopernambuco (637 MW).

E as de ciclo combinado são: Nova Piratininga (400 MW), Canoas (160MW), Araucária (469 MW), Cuiabá (480MW), Termorio (1.163 MW), Norte Fluminense (160 MW), Piratininga (462 MW), Uruguaiana (638 MW), Fortaleza (347 MW).

4.1.6.1 Impactos ambientais das termelétricas a gás

O gás natural oferece risco de acidente principalmente nas etapas de extração (exploração/perfuração/produção) e devido aos possíveis vazamentos na rede de distribuição, geralmente com ocorrência de explosões (Rashad & Hammad, 2000).

No processo de geração energia elétrica com gás natural, a combustão é o principal responsável pela emissão de poluentes.

Quando a turbina opera em baixa carga, há uma emissão maior de hidrocarbonetos e monóxido de carbono, contudo a emissão de fumaça e óxidos de nitrogênio é insignificante. Quando a potência chega ao máximo, a emissão de hidrocarbonetos e monóxido de carbono é baixa, entretanto os óxidos de nitrogênio e fumaça são muito altos. Com isso, temos que a concentração da maioria dos poluentes de interesse nos gases de escape das turbinas a gás pode estar relacionada com a temperatura e com o tempo de permanência dos gases na câmara de combustão (Lora & Nascimento, 2004).

Em geral, as termelétricas necessitam de um sistema de resfriamento, normalmente se usa a água. Nesse caso, mais de 90% do uso de água de uma central termelétrica pode ser destinado ao sistema de resfriamento.

Em termos de poluição atmosférica, destacam-se as emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), entre os quais o dióxido de nitrogênio (NO_2), responsável pelo efeito smog, e o óxido nitroso (N_2O), que provoca a chuva ácida e os óxidos de enxofre (SO_x). Ambos têm efeitos negativos sobre a vegetação e a saúde humana. Ele também emite o monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos (C_xH_y), fumaça e material particulado.

4.1.7 Termelétricas a óleo

A maioria das usinas termelétricas a óleo, queima o óleo combustível residual, que é a parte que resta na refinaria após a remoção das frações mais leves (Hinrichs & Kleinbach, 2003). O óleo combustível usado possui peso molecular elevado, pois é constituído principalmente de resinas e asfalto. É obtido a partir do resíduo da destilação à vácuo e em unidades de desasfaltação a propano (Lora & Nascimento, 2004). Esses resíduos são muito viscosos, sendo necessário adicionar a eles óleos mais leves de modo a enquadrar a viscosidade do óleo combustível na faixa exigida pela legislação vigente (Lora & Nascimento, 2004).

Mas existem as usinas que queimam óleo diesel. Essas usinas têm baixa potência e são empregadas, principalmente em locais de difícil acesso ou que não estão interligados a rede de distribuição de energia elétrica.

O óleo combustível é transportado até a usina elétrica por trem, caminhão, oleoduto ou navio-tanque, sendo, então, armazenado em grandes tanques (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Por causa de sua viscosidade é normalmente aquecido antes da queima, para ser manuseado, facilitando sua nebulização e o seu escoamento.

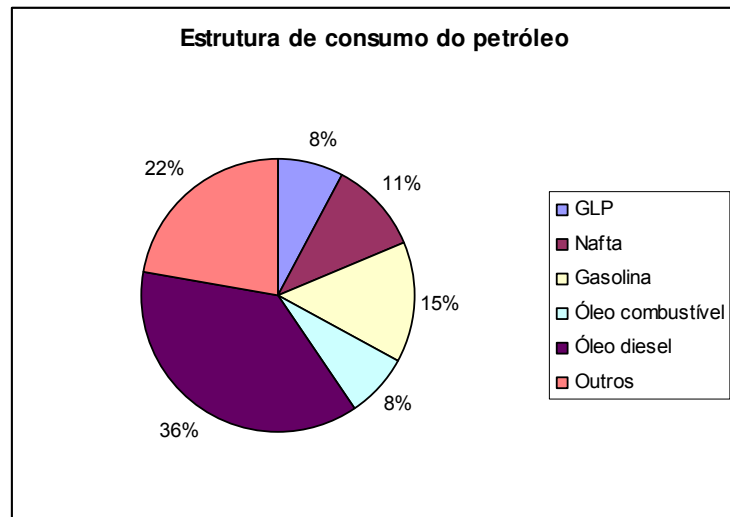
Na vaporização utilizam-se queimadores ou maçaricos, isto é feito para reduzir o óleo a gotículas que melhoram a sua mistura com o ar. No processo de atomização pode ser feita mecanicamente ou através do uso de um fluido dispersor como vapor ou ar comprimido (Lora & Nascimento, 2004). É importante que se manuseie o óleo aquecido, e este esteja livre de ácidos inorgânicos e isento de partículas sólidas e fibrosas, pois estas ficam retidas no filtro de combustível, determinando a frequência de troca dos filtros.

O óleo é pulverizado para dentro da fornalha, onde ele se mistura ao ar que entra para a combustão.

Muitas destas plantas utilizam o ciclo Rankine, descrito anteriormente. Porém elas podem ser do ciclo Otto ou Diesel, para plantas que geram de 20 a 50 MW por unidade. Os motores do ciclo Diesel apresentam melhor desempenho. Um dos avanços significativos neste sentido foi a introdução do turbocompressor que aproveita a energia dos gases de exaustão para comprimir o ar de alimentação antes de entrar na câmara de combustão (Lora & Nascimento, 2004). Para pequenas capacidades, eles têm a maior eficiência entre as máquinas térmicas.

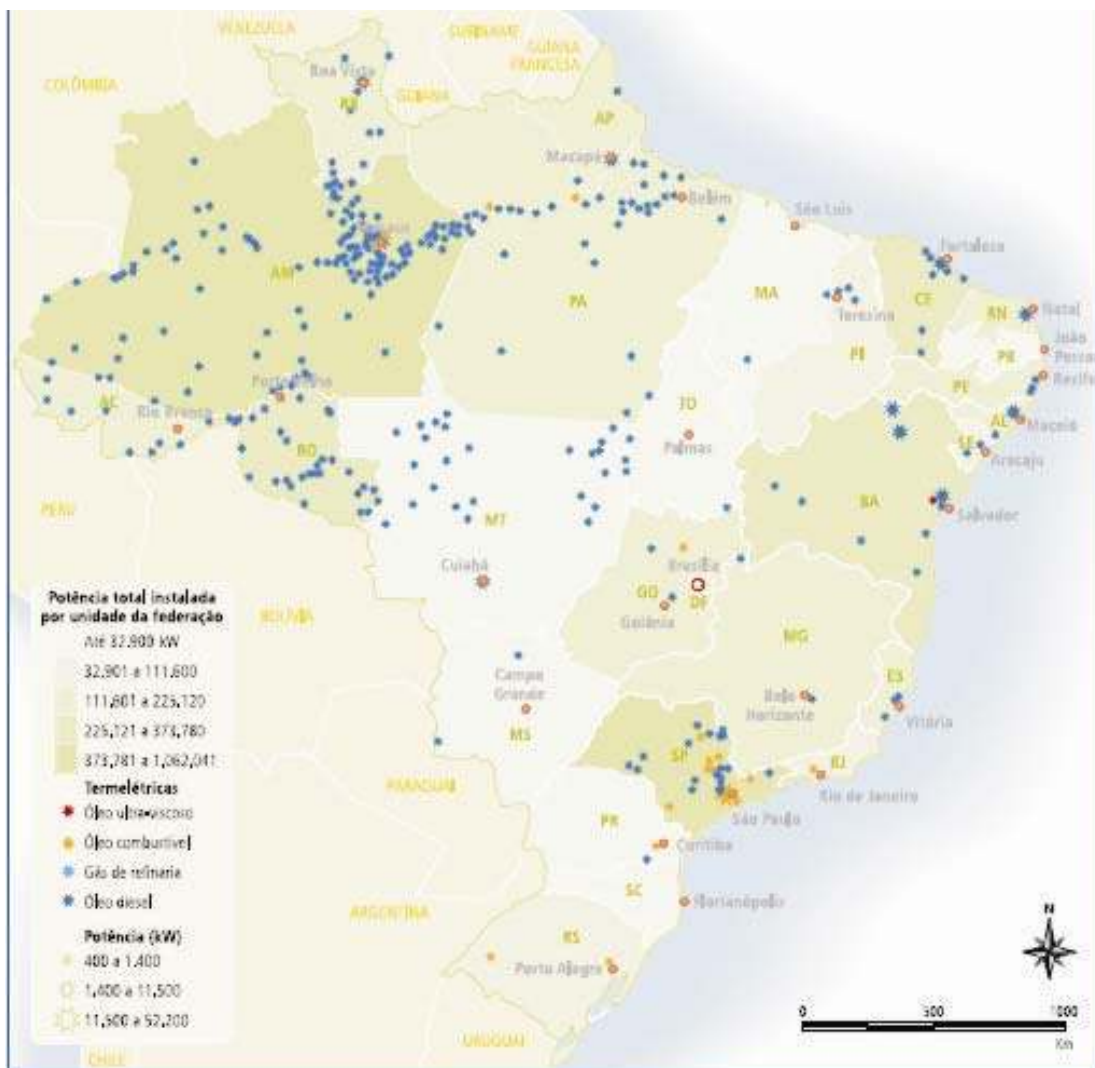
O consumo de derivados de petróleo no Brasil de acordo com o BEN 2005 é mostrado na FIG. 13.

Na FIG. 14 e na TAB. 13 são apresentadas às termelétricas em operação no Brasil de derivados de petróleo e as usinas que operam com óleo ultraviscoso, óleo combustível e gás de refinaria em 2003, respectivamente.



Fonte: BEN, 2005

FIGURA 13 - Estrutura do consumo de petróleo no Brasil



Fonte: Atlas de energia elétrica do Brasil, 2005

FIGURA 14 - Usinas termelétricas em operação no Brasil

TABELA 3 - Usinas termelétricas a óleo ultraviscoso, óleo combustível e gás de refinaria

Usinas	Potência (kW)	Destino Da energia	Proprietário	Município – UF	Combustível
Igarapé	131.000	SP	Companhia Energética de Minas Gerais	Mateus Leme - MG	Óleo Ultraviscoso
Alegrete	66.000	PIE	Tractebel Energia S/A	Alegrete – RS	Óleo Combustível
Cadam	20.100	APE	Caulim da Amazônia S/A	Almeirin – PA	Óleo Combustível
Capuava	18.020	PIE	Capuava Energy Ltda.	Santo André – SP	Óleo Combustível
Celpav II	32.600	APE	Celpav Celulose e Papel Ltda.	Luis Antonio – SP	Óleo Combustível
Citrosuco	2.300	APE	Citrosuco Paulista S/A	Limeira – SP	Óleo Combustível
CNT	16.000	APE-COM	Companhia Níquel Tocantins	Níquelândia – GO	Óleo Combustível
Cogeração International Paper (Fases I e II)	50.500	APE-COM	International Paper do Brasil Ltda.	Mogi Guaçu – SP	Óleo Combustível
CTE Fibra	9.200	APE	Fibra S/A	Americana – SP	Óleo Combustível
Norte	3.898	APE	Rhodia Brasil Ltda.	Paulínia – SP	Óleo Combustível
Nutepa	24.000	SP	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	Porto Alegre – RS	Óleo Combustível
Orsa	4.500	APE	Orsa Celulose Papel e Embalagens S/A	Nova Campina – SP	Óleo Combustível
Piratininga	472.000	SP	Empresa Metropolitana de Água e Energia S/A	São Paulo – SP	Óleo Combustível
Porto Trombetas	43.200	APE	Mineração Rio do Norte S/A	Oriximiná – PA	Óleo Combustível
REFAP	21.600	APE	Refinaria Alberto Pascoalini	Canoas – RS	Óleo Combustível
Reman	6.400	APE	Petróleo Brasileiro S/A	Manaus – AM	Óleo Combustível
Solvay	11.000	APE	Solvay Indupa do Brasil S/A	Santo André – SP	Óleo Combustível
Termo Norte I	68.000	PIE	Termo Norte Energia Ltda.	Porto Velho – RO	Óleo Combustível
Wartsila	166.360	PIE	El Paso Rio Negro Energia Ltda.	Manaus – AM	Óleo Combustível
Refinaria Capuava – RECAP	8.900	APE	Petróleo Brasileiro S/A	Mauá – SP	Gás de Refinaria
Refinaria de Paulínea – REPLAN	60.500	APE	Petróleo Brasileiro S/A	Paulínia – SP	Gás de Refinaria
Refinaria Duque de Caxias – REDUC	63.300	APE	Petróleo Brasileiro S/A	Duque de Caxias – RJ	Gás de Refinaria
Refinaria Getúlio Vargas (REPAR)	32.000	APE	Petróleo Brasileiro S/A	Araucária – PR	Gás de Refinaria
Refinaria Henrique Lages (REVAP)	30.000	APE	Petróleo Brasileiro S/A	São José dos Campos – SP	Gás de Refinaria
Refinaria Landulfo Alves (RLAM)	62.500	APE-COM	Petróleo Brasileiro S/A	São Francisco do Conde – BA	Gás de Refinaria
Refinaria Presidente Bernardes – RBPC	24.500	APE	Petróleo Brasileiro S/A	Cubatão – SP	Gás de Refinaria

PIE – Produtor independente de energia elétrica

APE – Auto Produtor de Energia Elétrica

Fonte: Atlas de energia elétrica do Brasil, 2005

No entanto, o preço do combustível é alto quando comparado aos outros. A sua capacidade de geração é baixa.

Principais usinas a óleo: Nutepa (24 MW), UTE Brasília (10 MW), Igarapé (131 MW), Carioba (36 MW), Alegrete (66 MW).

4.1.7.1 Impactos ambientais das termelétricas a óleo

Podem ocorrer acidentes principalmente durante o transporte e a carga/descarga do produto, além dos riscos de incêndios e explosões na extração, transporte e armazenagem do óleo (Rashad & Hammad, 2000).

As principais emissões do óleo são o monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), hidrocarbonetos não queimados ou queimados parcialmente (C_xH_y), óxidos de enxofre e particulados. Estas emissões são relacionadas a qualidade do combustível, operação do motor (relação ar-combustível) e organização da combustão (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

A deposição ácida é causada principalmente pelo dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x) e amônia (NH₃). Para as emissões atmosféricas, o arsênio, o cádmio, o chumbo e o mercúrio são os principais responsáveis pelos prejuízos a saúde humana (Khoo & Tan, 2006). Há, também, a emissão de dióxido de carbono (CO₂) e o metano (CH₄) que contribuem para o efeito estufa e o óxido nitroso N₂O que colabora com a chuva ácida.

Esses poluentes são nocivos para grande número de espécies de plantas e animais que vivem em áreas próximas as usinas, afetando também a saúde dos trabalhadores das termelétricas e da população local.

Porém a utilização de filtros cerâmicos e de mangas, ciclones e precipitadores eletrostáticos vêm diminuindo a emissão destes poluentes.

4.1.8 Impactos ambientais comuns a termelétricas

Os efluentes líquidos podem afetar física ou quimicamente o solo, bem como as águas superficiais e subterrâneas. A água do sistema de refrigeração de circulação direta pode afetar a fauna e a flora por conta da alta temperatura em que ela é lançada no meio ambiente, pois diminui a capacidade da mesma reter

oxigênio. O lançamento de efluentes contendo nitrogênio e fósforo, pode contribuir para o aumento do crescimento de plantas aquáticas (algas bênticas e fitoplâncton, principalmente) alterando os padrões reprodutivos, comportamentais e de crescimento ao longo de toda cadeia alimentar aquática, eutrofizando o corpo d'água.

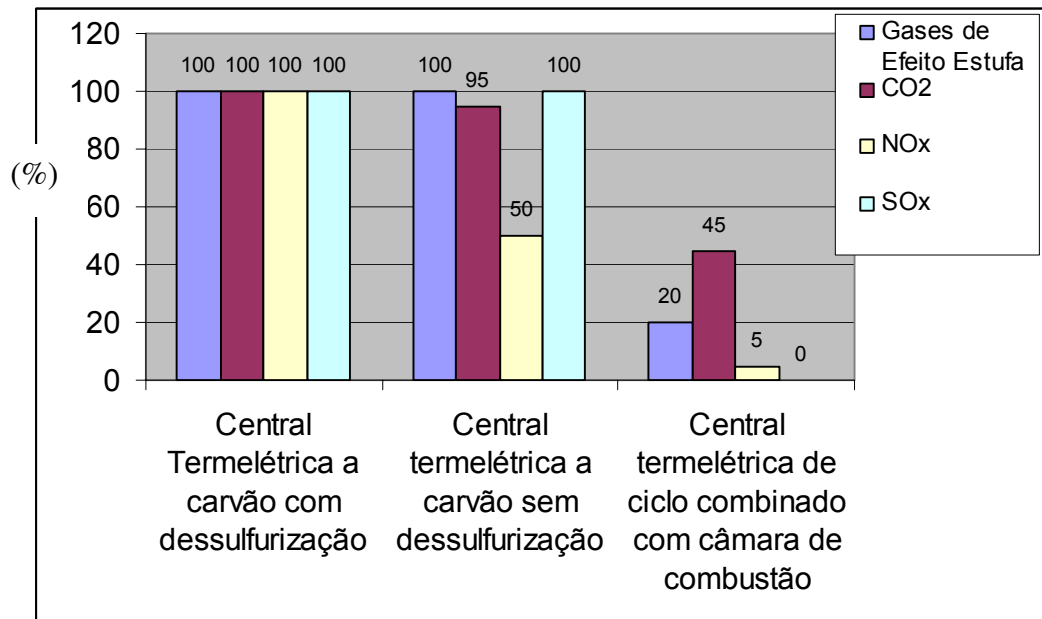
A queima de combustíveis fósseis, traz sérios problemas ao meio ambiente, devido a poluição atmosférica causada pela quantidade de material particulado gerado e pela chuva ácida provocada principalmente pela emissão de NOx e SOx (Kato & Widiyanto, 2005). Esta queima emite além do dióxido de carbono (CO₂), metais tóxicos e substâncias radioativas (Salvarli, 2006).

A água utilizada no sistema de resfriamento tem que ser desmineralizada e misturada a produtos químicos, para que sejam retirados os sólidos em suspensão, para que não ocorra a formação de incrustações. Essa purga é contínua e altamente poluidora do solo e cursos hídricos. A água é lançada ao meio ambiente através de vapor d'água é prejudicial a agricultura pois contém cromatos que foram adicionados para evitar a corrosão do sistema.

Durante o funcionamento da termelétrica, as válvulas de segurança podem ser acionadas e constituem poderosas fontes de ruído, que podem ser atenuadas por silenciadores (Mariano & Rovere, 2006).

Para gerar 1.000 MW(e) uma termelétrica a carvão emite anualmente de 6-8 megatoneladas de CO₂, uma termelétrica a gás emite 25% menos do que isso e a emissão de uma termelétrica a gás de ciclo combinado é 50% menor (Herzog, Golomb, 2004, apud Khoo & Tan, 2006).

A FIG. 15 mostra dados comparativos às máximas absolutas de emissões em centrais termelétricas, assumindo como referência (100%) as emissões numa central a carvão (Chalfin & Schorr, 1999).



Fonte: Chalfin & Schorr, 1999

FIGURA 15 - Geração de poluentes em centrais termelétricas em relação aos tipos de combustíveis utilizados

As termelétricas a carvão têm um fator de emissão de poluentes duas vezes maior do que as a gás. A emissão gases derivados da combustão, principalmente os óxidos de carbono (CO e CO₂), os óxidos de enxofre (SO₂ e SO₃) e os óxidos de nitrogênio (NO e NO₂, derivados do NOx) afetam a reprodução e a sobrevivência da fauna e da flora em muitos lagos, rios e florestas. Há também a emissão de material particulado, que oferece riscos ao meio ambiente, afetando a temperatura do solo e o crescimento das plantas (Villela & Silveira, 2007).

Existem, contudo, dificuldades de se estabelecer uma ligação mais efetiva entre as emissões atmosféricas e os impactos diretos no ecossistema (Gagnon, Bélanger & Uchiyama, 2002), mas estes danos são reais, só não se conhece com profundidade a extensão desses efeitos sobre o meio ambiente.

4.1.9 Desativação de termelétricas

A desativação de uma central termelétrica apresenta problemas análogos aos das indústrias, incluindo a possibilidade de contaminação dos solos, a necessidade de desmontagem das instalações e a eventual demolição dos edifícios para reutilização do terreno.

4.2 ENERGIA NUCLEAR

Dos principais isótopos físséis: ^{233}U , ^{235}U , ^{239}Pu , ^{241}Pu , somente o ^{235}U ocorre naturalmente, mesmo assim em concentrações menores que 1% em massa (0,71%). O restante é composto praticamente do ^{238}U , o qual é fértil, ou seja, capaz de se transformar em um isótopo físsil, no caso o ^{239}Pu . Os outros isótopos físséis acima citados podem ser obtidos por absorção de nêutrons e subsequente decaimento beta pelos materiais férteis: ^{232}Th e ^{240}Pu (IPEN, 2006).

O urânio é um minério encontrado na natureza e extraído da mesma forma que se extraem os outros minérios metálicos, por minas a céu aberto ou subterrâneas (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Encontrado em formações rochosas da crosta terrestre. No Brasil, as principais ocorrências de urânio estão nos estados da Bahia, Ceará, Paraná e Minas Gerais.

4.2.1 História da energia nuclear

A fissão foi descoberta em 1939, no bombeamento de urânio com nêutrons de baixa energia (lentos) para produzir um núcleo mais pesado, onde foi encontrado o bário, que é um elemento mais leve que o urânio. Notou-se que o urânio havia se dividido. Essa divisão do $^{235}_{92}\text{U}$ resultou em dois elementos mais leves: o bário e o criptônio. A perda de massa do urânio pode ser convertida em energia (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

A reação de fissão do ^{235}U que dura cerca de 10^{-7} s, emite em média 3 nêutrons que causam a fissão de outros átomos de urânio liberando mais energia, deflagrando a chamada reação em cadeia, primeiramente identificada para o urânio.

A primeira “reação em cadeia” auto-sustentada foi produzida em 1942, em um pequeno reator construído na Universidade de Chicago (Hinrichs & Kleinbach, 2003). A partir de 1940, foram desenvolvidas pesquisas para produzir quantidades suficientes de material físsil para a construção da bomba atômica.

O reator da Universidade de Chicago serviu como protótipo para o desenvolvimento de geradores para a produção de energia elétrica. Em 1951, foi gerada, pela primeira vez, eletricidade no reator “Experimental Breeder Reactor”

próximo a Detroit. Em 1953, foi construído o submarino Nautilus, movido a energia nuclear, e, em 1957, o primeiro reator a produzir eletricidade comercialmente foi completado em Shippingport, Pensilvânia, E.U.A. (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

A partir daí acreditou-se que a energia nuclear substituiria os combustíveis fósseis, cujo exaurimento das reservas vinham sendo anunciados havia algum tempo. Em 1979, o acidente em Three Mile Island, na Pensilvânia, apesar de não ter deixado vítimas, gerou uma incerteza quanto a segurança nuclear.

Em 1986, o acidente de Chernobyl, na ex-URSS (hoje Ucrânia) abalou a confiança na energia nuclear. A Unidade 4 de Chernobyl empregava um projeto de reator tipo RBMK; significativamente diferente dos reatores em qualquer outra parte do mundo. O reator gerava 1.000 MWe e foi completado em 1983. Os elementos combustíveis do RBMK localizam-se em tubos de pressão separados, colocados em um bloco moderador de grafite. A água passava através dos tubos e seguia para os geradores de vapor (como nos PWRs). Embora o reator incorpore uma série de barreiras entre a radioatividade e o ambiente, não havia um vaso de contenção adequado para suportar uma explosão no núcleo provocada pela formação de uma bolha de hidrogênio, gerada pelo ataque da água ao metal superaquecido das varetas dos elementos combustíveis.

A explosão no reator do tipo RBMK causou a evasão de 100.000 pessoas no raio de 30 km de ação da nuvem radioativa. A explosão foi causada pelo desligamento do sistema de emergência para a realização de testes no gerador elétrico. Quando se abaixa a potência deste tipo de reator ele se torna instável. Repentinamente a potência aumentou para 100 vezes o valor máximo. A temperatura subiu rapidamente, ocasionando o derretimento dos elementos combustíveis, aumentando a quantidade de gases e explodindo o topo do gerador (o vaso de contenção desse reator não era adequado para suportar a uma explosão) (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

A explosão no reator gerou aproximadamente 100 milhões de Curries, (dez vezes mais radiação que a bomba de Hiroshima). A nuvem radioativa (contendo ^{137}Cs e ^{131}I) foi levada na direção noroeste e localidades na Suécia registraram níveis 100 vezes maiores do que a radiação de fundo. O acidente de Chernobyl provocou 31 perdas humanas e foi considerado de pequenas proporções quando comparado a outras catástrofes provocadas pelo homem. Por exemplo, no

acidente com uma fábrica de pesticidas, ocorrido no ano de 1984, em Bhopal, Índia, morreram 15.000 pessoas; na China, em 1975, o rompimento de uma represa matou 230.000 pessoas. (Jaworowski, 2006).

Os habitantes do hemisfério norte durante o primeiro ano após o acidente de Chernobyl, receberam uma dose média de radiação de 0,045 mSv, isso significa menos do que 2% da média anual de dose natural (2,4 mSv/ano). Nos próximos 70 anos eles serão expostos a uma dose total, resultante do acidente nuclear, de aproximadamente 0,14 mSv (Jaworowski, 2006).

Hoje, o reator está entumbado (coberto) por uma massa de 300.000 de toneladas de concreto, com uma altura equivalente a de um edifício de dez andares. O material radioativo ainda está decaindo, o solo não está impermeabilizado, podendo haver contaminação dos lençóis d'água. A FIG. 16 mostra, em vista aérea, o local onde está a usina de Chernobyl, na Ucrânia (ex-URSS), a cidade e a barreira de concreto construída para isolar a área.

Uma lição que ficou do acidente de Chernobyl: se o homem é protegido dos efeitos da radiação nuclear a biota também é protegida (Fesenko, Alexakhin, Geras'kin, Sanzharova, Spirin, Spiridonov, Gotarenko, Strand, 2005).



Fonte: http://de.wikipedia.org/wiki/Katastrophe_von_Tschernobyl

FIGURA 16 - Vista aérea do local do acidente, em 1997

Devido às diferenças na planta e no tipo de reator, o acidente de Chernobyl é irrelevante no aspecto ambiental para a avaliação do nível de segurança das usinas nucleares (Hirschberg, Burgherr, Spiekerman & Dones, 2004).

A comparação do acidente em Chernobyl com o de Three Mile Island mostra ser este o único ocorrido em um reator comercial do tipo PWR em que houve fusão do núcleo (Rashad & Hammad, 2000).

4.2.2 Energia nuclear no Brasil

Em 1969, o Brasil contratou a Westinghouse, empresa americana, para construir sua primeira usina nuclear, instalada em Angra dos Reis, RJ. Sua construção foi marcada por diversas paralisações, ocasionadas por decisões governamentais e técnicas e, somente em 1985, Angra I iniciou sua operação comercial.

Ainda com Angra I em construção, em 1975, o Brasil firmou um contrato com a Alemanha que compreendia além de várias atividades relacionadas à produção de energia nuclear, a construção de oito usinas nucleares de 1.300 MW cada uma (Lora & Nascimento, 2004).

4.2.3 Obtenção do combustível nuclear

A extração do urânio é feita da mesma maneira com que se faz a extração de outros tipos de minérios, em minas a céu aberto ou subterrâneas. Quando da sua extração, ele é separado dos demais minérios, por possuir propriedades químicas que o difere dos outros minérios (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

O processo de beneficiamento do minério de urânio é o de lixiviação em pilhas (estática). Depois de britado, o minério é disposto em pilhas e irrigado com solução de ácido sulfúrico (H_2SO_4) para a retirada do urânio nele contido. Esta técnica dispensa fases de moagem, agitação mecânica e filtração. Desse processo se obtêm o sulfato de urânio (UO_2SO_4), após isto, é feita a purificação com a tri-octil amina (TOA). A purificação do urânio é importante para a eliminação de impurezas que possam absorver nêutrons do sistema (por exemplo: boro, cádmio e háfnio) e outras que exista a possibilidade de comprometer suas propriedades cerâmicas e mecânicas (por exemplo, o ferro, o cromo e o níquel). A concentração do urânio é realizada pelo processo de extração com solventes orgânicos, seguida da separação por precipitação, secagem e acondicionamento em tambores (INB, 2006).

Na próxima etapa, o urânio é misturado à amônia formando um concentrado, o yellow cake. Esta torta é então dissolvida e tratada para dar origem ao urânio

nuclearmente puro (INB, 2006). A seguir, é convertido em hexafluoreto de urânio (UF_6 , forma gasosa mais estável do urânio) para que se possa fazer o enriquecimento isotópico.

O enriquecimento isotópico é feito para aumentar a concentração do U-235, o isótopo de urânio que é físsil, para um pouco mais de 4%.

O método de enriquecimento adotado pelo Brasil, o da ultracentrifugação, foi desenvolvido por um convênio formado entre o IPEN (Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares) e o Centro Tecnológico da Marinha (CTMSP). As partículas são submetidas a um movimento circular, então as de maior massa se movem em direção aos maiores raios. A pequena diferença de massa entre o ^{238}U e ^{235}U é a responsável. O método de ultracentrifugação apresenta um fator de separação de urânio melhor que os demais, mas requer uma engenharia mais precisa (Hinrichs & Kleinbach, 2003). O jato centrífugo é usado somente em escala de demonstração industrial e a ultracentrifugação é usada em escala industrial.

Progressos recentes no enriquecimento de urânio têm sido obtidos com o uso de lasers. O enriquecimento a laser faz uso de diferenças sutis na estrutura eletrônica dos átomos dos isótopos ^{238}U e ^{235}U .

O enriquecimento a laser já foi demonstrado e pesquisas estão em andamento para avaliação da viabilidade técnica e econômica do enriquecimento do processo (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

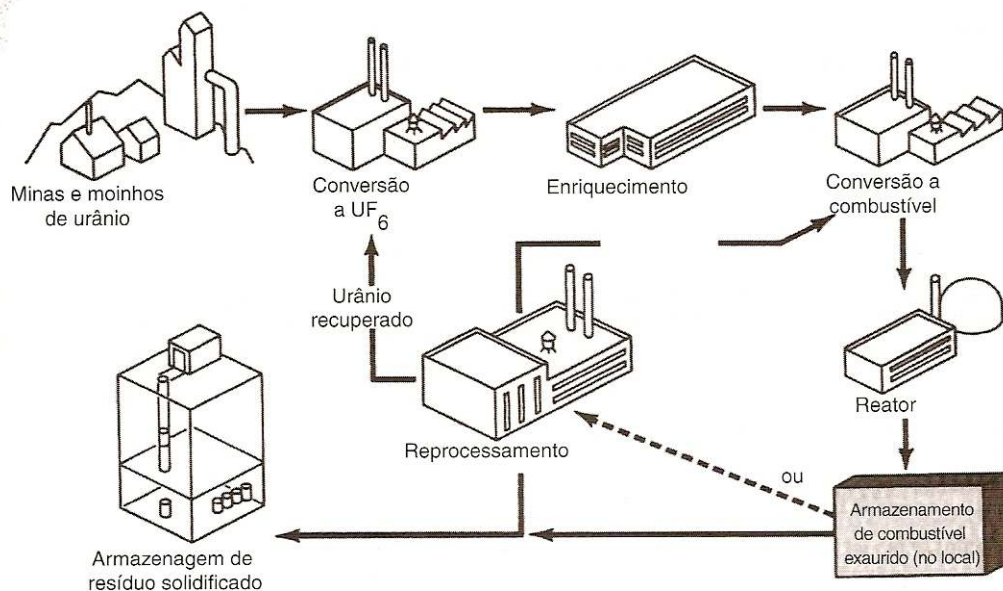
A etapa do enriquecimento isotópico do urânio ainda é feita no exterior. No Brasil, os estudos para o enriquecimento por ultracentrifugação foram concluídos e o processo passado para a INB – Indústrias Nucleares do Brasil.

Após isto, é necessário que se faça a reconversão do UF_6 em UO_2 . Nesta etapa o UF_6 é elevado a uma temperatura de 100°C , que passa para o estado gasoso para ser misturado com dois outros gases, o gás carbônico (CO_2) e o gás amoníaco (NH_3) em um tanque precipitador contendo água pura (desmineralizada). A reação química entre estes compostos produz o tricarbonato de amônio e uranila (TCAU), sólido amarelo insolúvel em água. Depois, em um forno tipo leito fluidizado o TCAU é alimentado juntamente com gás hidrogênio (H_2) e vapor d'água, gerando o dióxido de urânio (UO_2). Para estabilizá-lo é colocado em uma atmosfera de nitrogênio (N_2) e ar. Após isto ele vai para os

homogeneizadores onde a este pó é adicionado outro composto de urânio (U_3O_8) (INB, 2006).

Na fabricação do elemento combustível, o pó de óxido de urânio (UO_2) obtido do processo anterior é compactado em pastilhas que são sinterizadas e colocadas no interior de varetas metálicas (feitas de zircaloy). Estas são soldadas e montadas em grades estruturais, formando assim o elemento combustível (Eletronuclear, 2006).

Estes elementos são colocados no núcleo do reator, onde ocorre a reação em cadeia por fissão. A FIG. 17 mostra o ciclo do combustível nuclear.



Fonte: Hinrichs, 2003

FIGURA 17 - Ciclo do combustível nuclear

Ao entrar na usina de reprocessamento, os elementos combustíveis são cortados em pequenos pedaços, sendo, então, dissolvidos em ácido nítrico. O urânio e o plutônio são separados dos produtos de fissão e das outras impurezas por meio da adição de um solvente orgânico no qual o urânio e o plutônio são extraídos. Para se separar estes dois elementos, adiciona-se um outro composto, que precipita o plutônio. A solução de ácido nítrico restante é então neutralizada com hidróxido de sódio e armazenada em tanques subterrâneos com duplo revestimento de aço (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Na TAB. 4 são mostrados os resíduos radioativos de combustível exaurido de reatores de água leve.

TABELA 4 - Resíduos radioativos de combustível exaurido de reatores de água leve

Produto de Fissão		Actinídeos	
Nuclídeo	Meia-vida (anos)	Nuclídeo	Meia-vida (anos)
⁹⁰ Sr	28,8	²³⁷ Np	2,1 x 10 ⁶
⁹⁹ Tc	2,1 x 10 ⁵	²³⁸ Pu	89
¹⁰⁶ Ru	1,0	²³⁹ Pu	2,4 x 10 ⁴
¹²⁵ Sb	2,7	²⁴⁰ Pu	6,8 x 10 ³
¹³⁴ Cs	2,1	²⁴¹ Pu	13
¹³⁷ Cs	30	²⁴² Pu	3,8 x 10 ⁵
¹⁴⁷ Pm	2,6	²⁴¹ Am	458
¹⁵¹ Sm	90	²⁴³ Am	7,6 x 10 ³
¹⁵⁵ Eu	1,8	²⁴⁴ Cm	18,1

Fonte: Hinrichs, 2003

Os elementos combustíveis têm vida útil de três anos e, nos reatores, anualmente se faz a troca de um terço dos elementos do núcleo. Após isto, estes são retirados e armazenados, sob a água, em tanques construídos no próprio sítio do reator para aguardar, assim, o decaimento dos isótopos de vida curta. Esta armazenagem deveria ser temporária, mas tem sido prolongada devido a políticas internacionais contra o reprocessamento e pela falta de um local adequado para descartar o resíduo radioativo. Atualmente, todo o combustível queimado que foi gerado por um reator nuclear de potência é armazenado localmente. Uma possibilidade estudada para solucionar a questão é o armazenamento local em cascos secos o que pode fornecer uma capacidade adicional para estocar o seu combustível queimado.

O plutônio e o urânio extraídos poderiam ser reciclados e reutilizados para a produção energia no próprio reator nuclear de potência. Porém, temores sobre a proliferação de armamentos nucleares têm dificultado a tomada de decisão no sentido de se fazer o reprocessamento.

O custo do urânio natural (não enriquecido isotopicamente) tem pouca influência no custo do kWh da energia nuclear. Por isso, existe uma grande dependência com relação aos países que dominam a tecnologia para seu enriquecimento (Reis, 2003).

O reprocessamento é caracterizado pelo aproveitamento do material físsil ainda existente no elemento combustível e pela separação destes dos produtos de fissão. O material que não pode ser aproveitado (rejeito) é tratado e armazenado em depósitos apropriados.

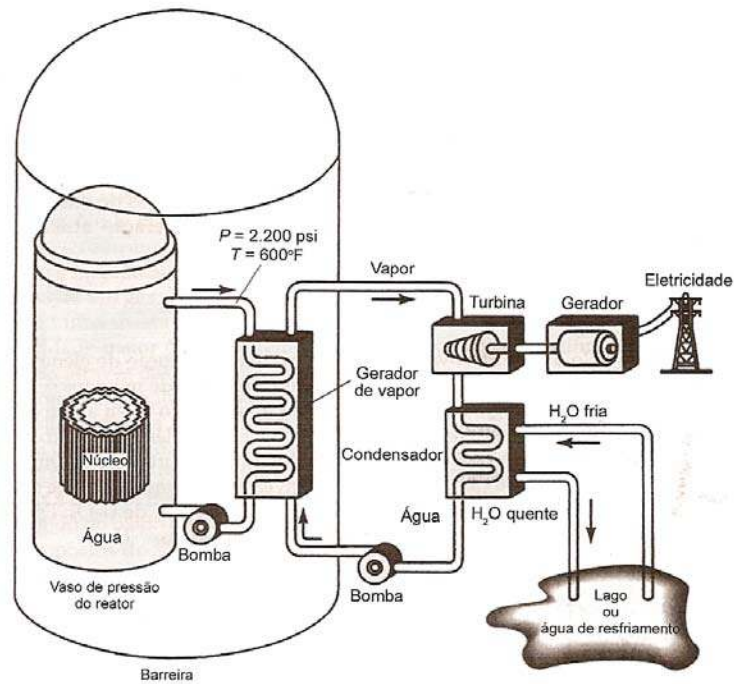
Os benefícios do reprocessamento do combustível nuclear são (1) o aumento de aproximadamente 30% da energia disponível pela recuperação de urânio e plutônio não utilizados; (2) uma redução no custo da energia nuclear; e (3) diminuição do problema de descarte de resíduos radioativos com a redução da quantidade de radioisótopos de vida longa (como resultado da extração de U e Pu) (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

4.2.4 Funcionamento da usina nuclear

A produção de energia elétrica por usinas termonucleares é baseada no resfriamento do núcleo do reator, utilizando-se de um circuito primário fechado (circuito fechado de água pressurizada) para remoção do calor gerado pela reação de fissão nuclear, que atinge temperaturas acima de 300°C, que não se transforma em vapor devido a alta pressão de trabalho (por volta de 140 bar). O circuito primário passa pelo trocador de calor ou “gerador de vapor” do circuito secundário, cuja água é transformada em vapor e que também circula em um outro circuito fechado. O vapor do circuito secundário passa pela turbina acionando-a, em seguida o vapor passa pelo condensador que o resfria e o faz voltar ao trocador de calor. A condensação do vapor é obtida em um trocador de calor resfriado com água.

O núcleo do reator é construído dentro de um recipiente de aço. Os novos reatores são projetados para reduzirem o risco de um acidente por um fator 10 e seu envoltório deve suportar a força exercida pelo impacto de um avião. No caso de um desastre, o núcleo do reator é projetado para evitar o tipo de acidente que

ocorreu em Chernobyl (Frois, 2005). Nele estão as varetas com os elementos combustível e as barras para o controle da criticidade do reator. Estas últimas são colocadas e retiradas do núcleo, conforme a necessidade de estabilizar a reação: variação da corrente, controlando o ritmo de fissão no núcleo. A FIG. 18 mostra um reator PWR, usado na usina de Angra I.



Fonte: Hinrichs, 2003

FIGURA 18 - Reator PWR

Tipos de reatores de fissão:

ADS - Accelerator Driven System: Utiliza uma massa subcrítica de tório. A fissão é produzida pela introdução no reator de partículas nêutrons através de um acelerador de partículas. Ainda se encontra em fase de experimentação, e uma de suas funções fundamentais será a eliminação de resíduos nucleares produzidos em outros reatores de fissão.

CANDU - Canada Deuterium Uranium: Utilizam como moderador água pesada (composta por dois átomos de deutério e um átomo de oxigênio) e como refrigerante água comum. Como combustível usam urânio comum.

FBR - Fast Breeder Reactors: Utilizam nêutrons rápidos no lugar de térmicos para o processo da fissão. Como combustível utilizam plutônio e como refrigerante sódio líquido. Este reator não necessita de moderador.

HTGR - High Temperature Gas-cooled Reactor: usa uma mistura de tório e urânio como combustível. Utiliza o hélio como refrigerante e como moderador o grafite.

LWR - Light Water Reactors: Utilizam como refrigerante e moderador a água e como combustível o urânio enriquecido. Os mais utilizados são os BWR (Boiling Water Reactor ou Reator de Água em Ebulição) e os PWR (Pressure Water Reactor ou Reatores de Água a Pressão), estes últimos considerados atualmente como padrão.

RBMK - Reactor Bolshoy Moshchnosty Kanalny: Sua principal função é a produção de plutônio, e como subproduto gera eletricidade. Utiliza grafite como moderador, água como refrigerante e urânio enriquecido como combustível. Pode recarregar-se durante o funcionamento. Apresenta um coeficiente de reatividade positivo.

Os tipos de combustível são: o urânio-235, o urânio-238, o plutônio-239, o tório-232, ou os óxidos de urânio e plutônio.

Os moderadores são utilizados para reduzir a velocidade dos nêutrons produzidos na reação de fissão que ocorre no núcleo do reator, mantendo assim a reação. Os principais tipos de refrigerante usados são: a água leve, a água pesada, o hélio, o grafite, o sódio metálico.

O refrigerante, que fica no circuito secundário, é usado para retirar o calor do circuito primário e conduzi-lo até a turbina geradora de eletricidade ou ao propulsor. Utilizam-se: a água leve, a água pesada, o anídrido carbônico, o hélio e o sódio metálico.

O refletor é usado para reduzir o escapamento de nêutrons aumentando a eficiência do reator, com esta finalidade são usados: a água, a água pesada, o grafite e o urânio.

Para evitar o escapamento de radiação gama e nêutrons rápidos é feita a blindagem que utiliza para a construção: o concreto de alta densidade, o chumbo, o aço e a água.

Para neutralizar a reação em cadeia e manter o reator sob controle alguns materiais absorvedores de nêutrons são usados, entre eles o cádmio e o boro.

Numa fissão nuclear geralmente são formados dois novos átomos, denominados de produto de fissão, que são os fragmentos do núcleo que sofreu fissão. Além disso, em cada fissão são emitidos de 2 a 4 nêutrons, radiações e energia (Ishiguro, 2002). A energia resultante da fissão nuclear gera o calor que é utilizado para aquecer a água e produzir vapor. Esse vapor movimenta a turbina que está acoplada ao gerador elétrico e após isto é condensado em um trocador de calor (condensador).

Neste processo, a água utilizada deve ser desmineralizada, tratada quimicamente e pressurizada. A temperatura e a pressão devem ser controladas para que esta água, que é usada para a refrigeração, não sofra evaporação. A energia gerada é levada para os consumidores finais através das redes de distribuição.

Atualmente existem em operação 443 usinas nucleares em todo o mundo, que geram um total de 369.575 GW(e) (IAEA, 2006), localizadas em 30 países, dentre eles o Brasil, que possui a sexta maior reserva mundial de urânio, cerca de 300 mil toneladas. É importante salientar que até o momento somente um terço do território nacional foi mapeado. Acredita-se que as reservas brasileiras de urânio sejam muito maiores.

No Brasil, a produção de energia nuclear é feita por usinas termonucleares do tipo PWR onde, no resfriamento do núcleo do reator usa água leve pressurizada. As usinas nucleares apresentam problemas bem específicos devido à contaminação de seus componentes em função da radioatividade. A desativação desse tipo de instalação deu margem a uma vasta literatura técnica, ao desenvolvimento de experimentos e a poucas experiências em escala real.

As vantagens deste tipo de usina são: a baixa exposição do meio ambiente a radioatividade, seu rendimento elétrico é o maior dentre todas as formas térmicas de geração de energia, seu resíduo é bem compacto e fácil de transportar (tanto o combustível, quanto o resíduo), podem ser instaladas próximas aos centros consumidores, toda tecnologia do seu ciclo é dominada, tem elevado rendimento energético, alto nível de segurança e, principalmente, não emite poluentes gasosos para o meio ambiente (sem emissão de gases de efeito estufa).

4.2.5 Impactos ambientais da usina nuclear

A mineração do urânio, que ocorre em concentrações muito baixas, provoca impactos no solo, na água e na saúde dos trabalhadores.

A operação do reator apresenta altos custos de investimento nos sistemas de segurança, de contenção e de emergência para o funcionamento da usina. Bem como no treinamento e aperfeiçoamento constante dos trabalhadores ligados às atividades da usina.

O armazenamento dos resíduos radioativos deve ter local, segurança e monitoramento apropriados. E, principalmente, segurança contra vazamento de material radioativo.

A destinação final do rejeito radioativo ainda é um problema. Não existe ainda uma solução definitiva para ele. Inicialmente ele é encapsulado em recipientes cerâmicos ou de vidro (que são capazes de suportar o calor do decaimento). Estes resíduos serão colocados em tonéis de aço inoxidável para armazenamento no subsolo em uma grande caverna. Os salões do repositório serão revestidos por um impermeabilizante capaz de retardar a penetração da água. Estes salões de armazenagem são localizados em formações geológicas estáveis, o terceiro componente de um sistema multibarreiras (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Opções adicionais propostas para o gerenciamento final dos resíduos de alto teor de radioatividade são (1) isolamento em outras áreas geologicamente estáveis (minas de sal, leito marinho, rocha dura cristalina ou calotas polares) e (2) eliminação total por transmutação (alteração da natureza do radioisótopo pelo bombardeamento com nêutrons de um reator ou com partículas carregadas provenientes de um acelerador) ou descarte no espaço exterior.

A maioria dos países pressupõe a possibilidade do reprocessamento. Após esta etapa os seus resíduos radioativos são armazenados como líquidos por um período de tempo limitado, sendo, então, solidificados e imobilizados quimicamente em vidro. A armazenagem em rocha de granito está sendo considerada. Na Grã-Bretanha, resíduos líquidos de alto teor são armazenados em tanques pois os locais para os sítios definitivos ainda estão sendo procurados (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Qualquer que seja o repositório escolhido, os combustíveis queimados armazenados nas piscinas das usinas nucleares serão transportados para o repositório na forma sólida em tonéis blindados. Os tonéis foram projetados e testados para suportar graves acidentes sem que haja a liberação de material radioativo (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

4.2.6 Descomissionamento (desativação)

O descomissionamento de uma usina nuclear é realizado com atividades de desmontagem, descontaminação e restauração, com três diferentes níveis ou estágios. O descomissionamento é realizado segundo as categorias adotadas pela International Atomic Energy Agency (IAEA, 1983 apud Bond, Palerm & Haigh, 2004):

1- Nenhuma ação: implica na manutenção da mesma situação;

2- Longo tempo de estocagem segura: implica na introdução de modificações na instalação para estabilizar a estrutura que deverá abrigar o material radioativo por um longo período. Isto permite o decaimento radioativo para a redução da quantidade de radionuclídeos, na usina nuclear visando uma eventual desmontagem e liberação da área;

3- Desmontagem imediata: consiste na desmontagem das instalações em curto prazo, liberando a área para uso incondicional após certo prazo de tempo, durante o qual há a necessidade de vigilância (Bond, Palerm & Haigh, 2004).

Ainda há o problema do resíduo radioativo, cuja estocagem necessita de períodos muito longos, embora existam pesquisas para a reutilização deste na geração de energia elétrica (Hannum, Marsh & Stanford, 2006).

O descomissionamento de uma usina nuclear requer o total isolamento do local da central, bem como o monitoramento e a segurança 24 horas durante todo o período que o material utilizado na geração de energia levar para decair a níveis que não comprometam o meio ambiente. O tempo estimado para isso ocorrer supera os cem anos.

Existem três tipos de desativação disponíveis: desmontagem imediata, envelhecimento (*mothball*) e entombamento (*entombment*). No envelhecimento, espera-se até que a usina atinja o nível de decaimento aceitável para ser

desmontada. No entombamento, faz-se o cercamento da usina por paredes de concreto, mantendo-se a vigilância até que os níveis de radiação decaiam. Os setores contaminados da usina são removidos nas duas primeiras opções e, são enviados para um depósito de resíduos de baixo teor. Os escombros incluem os núcleos dos reatores, os suportes de concreto, e a tubulação e válvulas metálicas (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

4.3 ENERGIA HIDRELÉTRICA

A geração de energia hidrelétrica consiste em utilizar a energia potencial gravitacional da água represada, em energia cinética de rotação, ou seja, aproveitar o potencial hidráulico existente. É necessário que se tenha um desnível para a implantação de uma hidrelétrica, quanto maior o desnível, maior o aproveitamento hidráulico, maior o potencial de geração.

4.3.1 História da hidroeletricidade

Após a construção das hidrelétricas de Ribeirão do Inferno (1884), Ribeirão dos Macacos (MG, em 1887) e Marmelos (Zero, em 1889), a primeira hidrelétrica de grande porte foi construída no rio Tietê, a usina de Parnaíba. Esta usina tinha a capacidade de gerar 20.000 cv, possuía 244 m de comprimento e uma altura de 22 m.

Em 1910 veio ao Brasil o eng. F. S. Pearson, da Pearson Engineering Corporation, de Nova York, para estudar a viabilidade da construção de mais uma hidrelétrica no rio Tietê à jusante de Parnaíba, mas ele optou pela construção da usina de Itupararanga, no rio Sorocaba (Vargas, 1994).

Em 1912, depois de ampliações a usina de Parnaíba atingiu uma capacidade nominal de 16.000 kW. Para a geração desse potencial foi necessário regularizar a vazão do rio Tietê, pela construção do Reservatório Guarapiranga à montante do rio Pinheiros, 1.600 m de comprimento e altura de 18 m (Vargas, 1994).

Em 1914 a usina de Itupararanga operava com capacidade nominal de 30.000 kW. Essa energia era transmitida para São Paulo, via Parnaíba. A partir de 1919 essa usina começou a fornecer energia elétrica para a Cia. Paulista de Estradas de Ferro (Vargas, 1994).

A partir de 1923, os eng. Billings e R. S. Hyde começam a estudar a construção da usina de Cubatão, na qual foram revertidas as águas do rio Grande para o mar, através do rio das Pedras que descia a serra do Mar (Vargas, 1994).

Em 1924 houve uma crise da energia elétrica em São Paulo, ocasionada por um lado pelo crescimento da demanda industrial e do outro, pelo período seco que se vinha desde 1919. Conseqüentemente houve falta de energia hidráulica e a Light (hoje Eletropaulo) viu-se obrigada a aumentar a capacidade da usina de Itupararanga e da termelétrica de Paula Souza; e, ainda, construiu em tempo recorde a Hidrelétrica de Rasgão, inaugurada em novembro de 1925. Todo o projeto e construção foi orientado pelo eng. Asa Billings (Vargas, 1994).

Em 1926 a barragem do rio das Pedras estava pronta e foi iniciada a barragem do rio Grande, com isso formou-se o reservatório do rio Grande (hoje Represa Billings) que atingia local bem próximo do reservatório do rio das Pedras (Vargas, 1994).

No mesmo ano é inaugurada a primeira unidade da usina hidrelétrica Henry Borden as demais foram instaladas até 1950, num total de oito grupo geradores, com capacidade instalada de 469 MW. Cada gerador é movido por duas turbinas tipo Pelton, acionadas pelas águas conduzidas do Reservatório do Rio das Pedras que atingem a Casa de Válvulas onde, após passarem por duas válvulas borboletas através de condutos forçados, descem a encosta atingindo as suas respectivas turbinas, perfazendo uma distância de aproximadamente 1.500 m. Na parte subterrânea ela é composta de seis grupos geradores, instalados no interior do maciço rochoso da Serra do Mar, em uma caverna de 120 m de comprimento, 21 m de largura e 39 m de altura, cuja capacidade instalada é de 420 MW. O primeiro grupo gerador entrou em operação em 1956. Cada gerador é movido por uma turbina Pelton acionada por quatro jatos d'água (EMAE, 2006).

No início dos anos 40, iniciou-se o desvio de parte da água do Rio Tietê e seus afluentes para o reservatório Billings, a fim de aumentar a vazão da Represa e, conseqüentemente, ampliar a capacidade de geração de energia elétrica na UHE Henry Borden. Este processo foi viabilizado graças à reversão do curso do

Rio Pinheiros, através da construção das Usinas Elevatórias de Pedreira e Traição, ambas em seu leito. Esta operação, que objetivava o aumento da produção de energia elétrica, também se mostrou útil para as ações de controle das enchentes e de afastamento dos efluentes industriais e do esgoto gerado pela cidade em crescimento (Capobianco & Whately, 2002).

O bombeamento das águas do Tietê para a Billings, no entanto, começou a mostrar suas graves conseqüências ambientais poucos anos depois. O crescimento da cidade de São Paulo e a falta de coleta e tratamento de esgoto levou à intensificação da poluição do rio Tietê e de seus afluentes que, por sua vez, passaram a comprometer a qualidade da água da represa Billings. Nos primeiros anos da década de 70 a Cetesb (Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental) é obrigada a iniciar as operações de remoção da mancha anaeróbica presente na Represa (Capobianco & Whately, 2002).

Em 1982, devido à grande quantidade de esgotos, que resultaram em sérios problemas de contaminação por algas cianofíceas, algumas potencialmente tóxicas, surge a necessidade de interceptação total do Braço do Rio Grande, através da construção da Barragem Anchieta, para garantir o abastecimento de água do ABC, iniciado em 1958. (Capobianco & Whately, 2002).

4.3.2 Funcionamento da hidrelétrica

Uma usina hidrelétrica é constituída de: barragem, sistemas de captação e adução de água, casa de força, descarregadores de fundo, tomadas de água, vertedouro e sistema de restituição de água ao leito natural do rio.

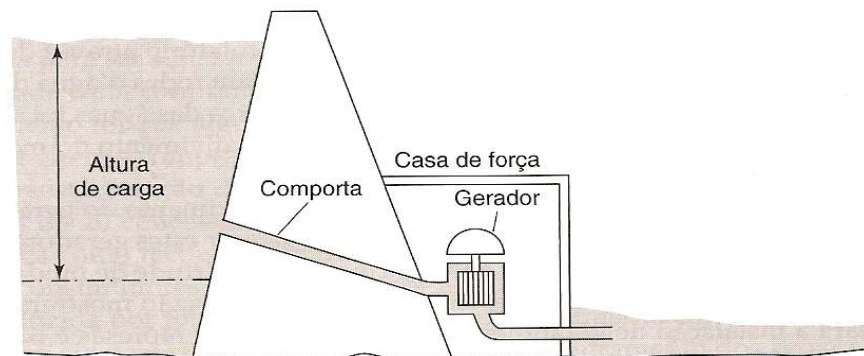
As tomadas de água são constituídas de grades de proteção e comporta. As primeiras são responsáveis pelo impedimento da passagem de materiais que possam danificar as turbinas. A comporta é responsável pela liberação ou impedimento da passagem da água para os condutos variando de acordo com a necessidade de geração.

Os vertedouros são responsáveis pela liberação do excesso de água, quando o reservatório atinge sua capacidade máxima. É constituído de comportas que abrem ou fecham dependendo da necessidade.

Para remover o material depositado no lago, têm-se os descarregadores de fundo, que fazem a retirada dos detritos.

Faz-se a captação a montante no lago da barragem, conduzindo a água através dos condutos forçados até a turbina hidráulica, que é constituída por pás que se abrem quando há a necessidade de aumentar a potência e se fecham quando precisa diminuí-la. A massa de água recebida faz rotacionar o eixo da turbina onde estão as pás, esse movimento giratório é a energia cinética, que é conduzida ao rotor na forma de torque. Depois de passar pelo rotor a água é conduzida ao tubo de sucção onde é despejada a jusante do rio. Do rotor a energia cinética é conduzida a um gerador que está acoplado mecanicamente a ela. No gerador a energia cinética é transformada em energia elétrica. Após isto, a água é conduzida através do leito de fuga onde é restituída ao curso natural do rio.

A energia gerada é guiada por cabos ou barras condutoras dos terminais do gerador até o transformador para que sua voltagem (tensão) seja adequadamente elevada e transformada em corrente contínua, então conduzida pelas linhas de transmissão até os centros consumidores. Nos centros consumidores há uma nova transformação na tensão e em corrente alternada para níveis adequados para os usuários. A FIG. 19 indica, esquematicamente, um corte transversal de uma hidrelétrica.



Fonte: Hinrichs, 2003

FIGURA 19 - Esquema de uma usina hidrelétrica

As turbinas hidráulicas podem ser de dois tipos: a de ação e a de reação. Nas primeiras a água, incide sobre as pás do rotor, nestas ela tem que vir através de dutos, onde há diferença de nível entre a captação e o local onde está a turbina, implicando uma energia cinética inicial antes dela atingir a turbina; nas segundas, o rotor está submerso e a água passa pelas pás do rotor, a energia cinética é extraída pela perda de velocidade da água.

As turbinas hidráulicas mais usadas são: a Pelton (de ação) mostrada na FIG. 20; a Francis, mostrada na FIG. 21; a Hélice, a Kaplan e a Bulbo (todas de reação)

A Pelton, opera em desníveis de 350 a 1.100 m. Não possui sistema de pás móveis, mas um sistema semelhante a uma válvula. Podem ter um, dois, quatro ou seis jatos de água, estes se chocam com as conchas fazendo a turbina girar. Usadas nas usinas de Pirangussu/MG e Cubatão 2/SP. A FIG. 21 mostra uma turbina Pelton.



Fonte:

http://enciclopedia.tiosam.com/enciclopedia/enciclopedia.asp?title=Turbina_hidr%C3%A1ulica
FIGURA 20 - Turbina Pelton

A Francis opera em quedas de 40 a 400m. Possui um sistema de pás móveis. Utilizadas nas usinas de: Tucuruí, Furnas, Itaipu. A FIG. 22 mostra uma turbina Francis de 100 hp.



Fonte:

http://enciclopedia.tiosam.com/enciclopedia/enciclopedia.asp?title=Turbina_hidr%C3%A1ulica
FIGURA 21 - Turbina Francis de 100 hp (a azul)

A Hélice, usadas em desníveis de 20 a 50m. Suas pás são fixas. A Kaplan, para desníveis de 20 a 50 m. Possui de duas a seis pás móveis. Possui um sistema com êmbolo de manivela dentro do rotor que inclina as pás do rotor. Utilizada na usina de Samuel, RO. A Bulbo para desníveis abaixo de 20 m. A turbina e o gerador estão no mesmo envoltório.

As centrais hidrelétricas são classificadas de acordo com a sua potência: microcentrais a potência é menor que 100 kW; minicentrais a potência está entre 100 kW e 1.000 kW; pequenas centrais a potência está entre 1.000 kW e 10.000 kW; médias centrais a potência está entre 10.000 kW e 100.000 kW; grandes centrais a potência é acima de 100.000 kW (Souza, Fuchs & Santos, 1990). Principais hidrelétricas no Brasil são mostradas na TAB. 5.

TABELA 5 - Principais hidrelétricas do Brasil

USINA	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE (MW)
REGIÃO NORTE		
Tucuruí	rio Tocantins	3.980
Balbina	rio Uatumã	250
REGIÃO NORDESTE		
Paulo Afonso	rio São Francisco	2.460
Sobradinho	rio São Francisco	1.050
Moxotó	rio São Francisco	439,2
Itaparica	rio São Francisco	1.500
Xingo	rio São Francisco	3.000
REGIÃO SUDESTE		
São Simão	rio Paranaíba	1.715
Nova Ponte	rio Araguari	510
Água Vermelha	rio Grande	1.380
Três Irmãos	rio Tietê	808
Emborcação	rio Paranaíba	1.192
Ilha Solteira	rio Paraná	3.230
Porto Primavera	rio Paraná	1.854
Jaguará	rio Grande	425,6
Três Marias	rio São Francisco	387,6
REGIÃO SUL		
Foz do Areia	rio Iguaçu	2.511
Capivara	rio Paranapanema	640
Itaipu	rio Paraná	12.600
Parigot de Souza	rio Capivari	246,96
Itaúba	rio Jacuí	625
Salto Osório	rio Iguaçu	1.050
REGIÃO CENTRO-OESTE		
Ilha Solteira	rio Paraná	3.230
Itumbiara	rio Paranaíba	2.080
Jupiá	rio Paraná	1.411,2

Fonte: CEMIG. http://www.cemig.com.br/pesquisa_escolar/principais/usinas.asp

De acordo com a International Energy Agency, em 2003, a energia hidrelétrica foi responsável por cerca de 16,28% do total gerado no mundo, deste total o Brasil representa cerca de 14,44% (IEA, 2006).

Em 2004 o Brasil produziu 320.797 GW de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2005).

A vantagem ambiental das usinas hidrelétricas é o fato de se utilizar um bem natural renovável e uma tecnologia limpa. Além de não produzir resíduo e seu custo de geração ser baixo, ela pode armazenar energia. Pode também auxiliar na navegação e na irrigação.

Além da irrigação e da geração de energia elétrica, as represas são necessárias para o suprimento de água para a população das cidades (Salvarli, 2006). Quando há um período de estiagem ela armazena a água em seu reservatório (lago), para a geração de energia. Porém, em época de chuvas controla-se o volume de água do reservatório através da abertura e fechamento das comportas controlando o nível do reservatório, para que a segurança da usina não seja comprometida (Almeida, Moura, Marques & Almeida, 2005).

O interessante das hidrelétricas brasileiras é que além de sua matéria-prima ser gratuita, boa parte das usinas já pagou o investimento da construção e do impacto ambiental gerado por ela.

Como desvantagens deste tipo de geração é o seu alto custo de investimento e o elevado tempo de construção. Muitas vezes as usinas são construídas distantes dos centros consumidores.

Por ser uma forma de energia renovável, ela depende totalmente da natureza. Em períodos de longa estiagem, o fornecimento de energia pode ser comprometido.

4.3.3 Impactos ambientais de uma hidrelétrica

A necessidade de garantir o fornecimento em períodos de estiagem fez com que se projetassem reservatórios cada vez maiores para suprir a demanda. Para a construção de uma usina hidrelétrica, muitas vezes, é necessário que, se faça o desvio do leito do rio. Esse desvio pode ser na fase de construção, que tem um impacto momentâneo no ecossistema local. Ou pode ser que a água tenha que

atravessar a barragem para o funcionamento da usina, neste caso, para a formação do reservatório o leito original também é alagado.

Este lago implicará na perda da reserva biológica e de áreas férteis, com isso quanto maior a extensão do reservatório maior a perda. Pode haver também o problema do lago atingir áreas de patrimônio arqueológico ou áreas urbanas, como já ocorreram nas cidades de Boa Esperança, no Piauí, e Sobradinho na Bahia, que tiveram que remover a população, pois elas seriam totalmente submersas.

A vegetação que irá ser coberta pelo lago poderá ter sido removida parcialmente ou não, retirando-se apenas árvores das quais a madeira possa ser utilizada, deixando-se arbustos e plantas rasteiras ou ainda pode ser deixada totalmente intacta. De qualquer forma, a remoção total de material orgânico que irá se decompor é impossível. A importância da retirada deste material, é que por decomposição anaeróbica, ele emite, principalmente, metano - CH_4 e nitrogênio - N_2 e secundariamente o dióxido de carbono - CO_2 (Santos, 2006). Estes gases são os principais responsáveis pelo efeito estufa. No período imediatamente após o enchimento do reservatório, há a produção de gás sulfídrico que libera um odor muito forte, afastando animais terrestres e aquáticos. A quantidade de gases produzida depende do tipo de vegetação decomposta após o alagamento (Salvarli, 2006).

O alagamento de material orgânico pode ainda alterar o pH da água e/ou a quantidade de oxigênio presente nela, alterando a quantidade de espécies de peixes e sua reprodução, uma vez que há a deposição de sedimentos no fundo do reservatório. Este material orgânico pode facilitar o aparecimento de algas, provocando a eutrofização do corpo d'água, e vetores causadores de doenças (esquitossomose, febre amarela, malária, oncocercose, filariose dentre outras), pois há uma extratificação térmica e/ou perda de oxigênio (Palancar, Aragón, Sánchez & Gil, 2006).

A formação do lago altera o equilíbrio do ecossistema aquático (Fearnside, 2005). O microclima (nevoeiros, tempestades, regime de chuvas) e a temperatura na região passarão por adaptações que poderão atingir a fauna local (migração e/ou extinção), devido a uma maior evaporação de água.

Dependendo do terreno onde se constrói o lago, há a acomodação do local, podendo ocorrer pequenos tremores de terra.

O acidente mais grave que pode ocorrer em uma barragem é o rompimento desta, que causa uma onda com grande potencial destrutivo capaz de arrastar consigo o que encontrar pela sua frente.

O gerenciamento de hidrelétricas passou a ser um problema nos rios brasileiros, pois o barramento aplicado compromete a reprodução de muitas espécies de animais aquáticos, principalmente de peixes que sobem o rio para se reproduzirem no período chamado de “piracema” (Fearnside, 2005).

Tudo isso pode acarretar perda de habitats e biodiversidade, representada pela perda de vegetação aquática, diminuição da qualidade da água, desaparecimento de algumas comunidades de peixes, alteração da paisagem, acumulação de sedimentos e de matéria orgânica nos reservatórios (Almeida, Moura, Marques & Almeida, 2005).

Também devem ser consideradas as alterações na economia local provocadas pela construção da represa, devido às novas condições que levam a diversificação das atividades econômicas. Atividades associadas ao turismo e ao lazer são geralmente desenvolvidas nos territórios vizinhos, alterando significativamente o perfil sócio-econômico da região (Almeida, Moura, Marques & Almeida, 2005).

A construção de represas em reservas indígenas tem sido motivo de alteração de hábitos destes povos e atraem populações próximas para o seu território colocando em risco a cultura e os hábitos destes povos (Almeida, Moura, Marques & Almeida, 2005).

4.3.4 Desativação de uma hidrelétrica

A maior preocupação com uma barragem é na etapa inicial, durante a construção. Depois disso não há demonstração de regra ou critério no que diz respeito a sua desativação. Quando se trata de uma obra de grande porte, com reservatório volumoso a barragem não pode ser simplesmente abandonada.

A National Hydropower Association, que reúne nos Estados Unidos as empresas produtoras de energia de origem hidrelétrica, reconhece quatro causas

que poderiam tornar uma barragem obsoleta e, portanto, passível de desativação (*apud* Dansie, 1994):

- Estrutural: devido a erros de projeto e construção, a estrutura pode apresentar problemas de segurança;
- Operacional: devido à manutenção ou às condições de operação inadequadas;
- Natural: devido a fenômenos naturais, como terremotos, que podem danificá-la;
- Econômica: porque os custos de operação, manutenção ou reparação podem tornar-se superiores aos benefícios econômicos.

O período considerado é da ordem de cinquenta anos para as barragens hidrelétricas, não significando que transcorrido este prazo se deva desativá-la. A partir deste tempo, suas estruturas e equipamentos podem ser renovados e reparados, desde que o investimento compense. Muitas vezes é mais econômico demolir algumas pequenas centrais hidrelétricas a fazer os reparos necessários. Ainda são poucos os exemplos de usinas hidrelétricas desativadas. Em geral são obras de pequeno porte e bastante antigas, com potência instalada muito menor que as das modernas usinas. Há também casos de barragens cujas funções foram modificadas depois de sua construção, mostrando, dessa forma, que também nesse setor há uma dinâmica econômica e social que se impõe sobre os empreendimentos tecnológicos. A barragem de Guarapiranga, em São Paulo, é um desses casos. Construída, originalmente em 1906, com a finalidade de regularizar a vazão do rio Pinheiros para a produção de eletricidade em outra usina, situada a jusante, foi transformada, já em 1928, em barragem para abastecimento público de água potável (França, 2000).

Outro exemplo, a usina de Paula Sousa, no bairro paulistano da Luz, funcionou de 1911 a 1956, quando foi desativada; parte dos edifícios foi demolida e no terreno foi erguida uma estação de transformação e distribuição de energia elétrica (Eletropaulo, 1990). Ao mesmo tempo a Companhia Light construía a termelétrica de Piratininga, inaugurada em 1954 no bairro de Santo Amaro.

Leyland (1990) aponta algumas dificuldades cruciais na desativação de grandes barragens:

- Durabilidade do concreto.

- Assoreamento do reservatório: muitas barragens não têm sistemas de evacuação de sedimentos; mesmo que disponham de comportas para tal, é difícil garantir que elas possam dar vazão a milhões de toneladas de silte e a areia sem sofrer considerável desgaste ou erosão.
- Vertedouros de cheias: se a casa de força de uma usina hidrelétrica for desativada, toda a vazão da água poderá passar pelos vertedouros, que são projetados, em funcionamento normal da barragem, para operar somente em ocasião de grandes cheias (já que a parte maior da água deve passar pelas turbinas); seu funcionamento contínuo poderá acarretar grandes riscos de erosão remontante a partir da bacia de amortecimentos;
- Equipamento mecânico: as comportas, turbinas e outras peças podem não resistir ao estado de fadiga ou corrosão.

4.4 ENERGIA EÓLICA

Calcula-se que o Brasil tenha um potencial eólico por volta de 60.000 MW, mas esse resultado não é confiável pelas diferentes metodologias empregadas e a falta de informações (dados de superfície) (ANEEL,2006).

O interesse em aproveitar os ventos certamente não é novo; eles foram uma das primeiras fontes naturais de energia a serem utilizadas. Existem indícios de que moinhos de vento foram utilizados na Babilônia e na China entre 2.000 e 1.700 a.C. para bombear água e moer grãos.

4.4.1 História da energia eólica

Os moinhos de vento foram introduzidos na Europa por volta do século XVII e, em 1750, a Holanda tinha 8.000 deles, e a Inglaterra, 10.000. Sua utilização entrou em declínio após a introdução do motor a vapor de Watt no final do século XVIII e este declínio foi acelerado no início do século XX como resultado da disponibilidade de combustíveis fósseis baratos e confiáveis, assim

como da energia hidráulica (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo (década de 1970), é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial. A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo (ANEEL, 2006).

O tamanho das turbinas de vento aumentou na década de 1990, passando de unidades de 100 KW para outras de 1.000 KW. O aumento no tamanho das turbinas provocou uma diminuição drástica dos custos. Os pequenos geradores têm diâmetros de 16 m produzindo kW e grandes aerogeradores que chegam a atingir diâmetros de 48,1 m com capacidade de MW (Muyllaert, 2001).

O primeiro aerogerador instalado no Brasil foi resultado de um convênio da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e a entidade dinamarquesa Folkcenter e o grupo de energia eólica da Universidade Federal de Pernambuco. A turbina eólica foi instalada em Fernando de Noronha, em 1992. A primeira tentativa de funcionamento fracassou. O problema foi solucionado por técnicos brasileiros (já que os dinamarqueses não estavam mais no Brasil), após três meses da primeira tentativa (Muyllaert, 2001).

A turbina possui um gerador assíncrono de 75 kW, rotor de 17 m de diâmetro e torre de 23 m de altura. Na época em que foi instalada, a geração de eletricidade dessa turbina correspondia a cerca de 10% da energia gerada na Ilha, proporcionando uma economia de aproximadamente 70.000 litros de óleo diesel por ano. A segunda turbina foi instalada em maio de 2000 e entrou em operação em 2001. O projeto foi realizado pelo CBEE, com a colaboração do RISØ National Laboratory da Dinamarca, e financiado pela ANEEL. Juntas, as duas turbinas geram até 25% da eletricidade consumida na ilha. Esses projetos tornaram Fernando de Noronha o maior sistema híbrido eólico-diesel do Brasil (ANEEL, 2006).

4.4.2 Funcionamento de um parque eólico

O aerogerador é composto por um rotor, um sistema de transmissão, um controlador, um conversor e um sistema de armazenamento. O vento faz girar o rotor composto por lâminas ou pás. Este rotor é responsável por converter a energia cinética em energia mecânica. Ele está conectado a uma haste que, por sua vez, está conectada a várias engrenagens de um gerador elétrico, estes são protegidos pela nacela que serve de abrigo para os equipamentos.

O gerador ou conversor é que converte a energia mecânica em energia elétrica. Podem ser usados: o gerador de corrente contínua (menos usado), gerador síncrono e o gerador de indução. Para aplicações isoladas, costuma-se usar um gerador síncrono associado a um retificador, obtendo-se tensão em corrente contínua (Reis, 2003).

O desenvolvimento de novas tecnologias fez com que as pás dos rotores fossem mais leves e fortes, possibilitando a construção de torres mais altas, o que implica num aumento do potencial de geração, pois quanto mais alto, mais veloz é o vento. As usinas eólicas são constituídas por muitos geradores (turbinas eólicas) independentes, que estão conectados a um sistema central de controle, que faz a fornecimento para a rede de distribuição.

A energia eólica é totalmente dependente da força dos ventos, pois este varia com o cubo da velocidade deste com a área varrida pelas pás. Para entender esta relação cúbica, lembre-se que a energia cinética é expressa como $\frac{1}{2} mv^2$. A massa m nesta expressão é a massa do ar que atinge as lâminas do gerador eólico em uma determinada unidade de tempo, combinada com a velocidade v do vento, resulta na energia cinética disponibilizada no rotor.

O sistema de controle é constituído por uma série de sensores (sensor de vento, rotação do rotor, carga da bateria etc.), que fornecem os dados que permitem o funcionamento harmônico e seguro de todo o sistema, com o melhor aproveitamento possível do vento (Reis, 2003).

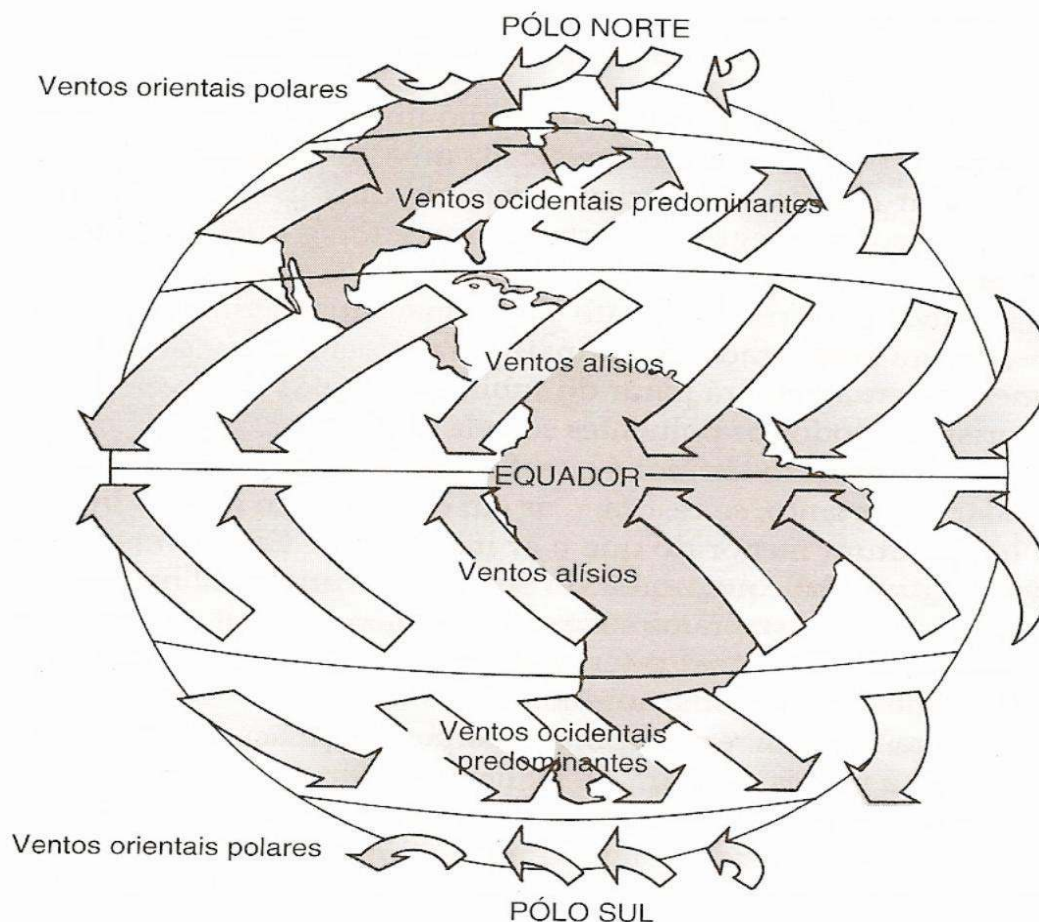
O sistema de armazenamento de energia é composto por baterias, que captam a energia excedente que não foi consumida, podendo ser utilizada de acordo com a necessidade.

Quanto maior a velocidade, mais o vento irá impactar as lâminas do rotor. Desta forma, a energia eólica transferida em um determinado tempo (a produção ou saída de força) é proporcional a $v \times v^2 = v^3$. A saída de força também se relaciona com a área varrida pelas lâminas; a área é proporcional ao quadrado do diâmetro da lâmina. Como o ar apresenta uma baixa relação entre massa e volume (ou seja, densidade), as lâminas da turbina têm que varrer uma área grande para produzir uma quantidade significativa de energia.

Um aumento na velocidade do vento de aproximadamente 8 km/h para 24 km/h irá gerar $(3)^3$ ou 27 vezes mais força na turbina. Sendo assim, a localização da turbina de vento é muito importante. Apesar de algumas localizações serem claramente melhores que outras em função da disponibilidade de vento, existe uma considerável variação na velocidade do vento de um dia para o outro e de ano para ano. Características topográficas locais influenciam fortemente os ventos e às vezes ocorrem grandes variações de velocidade em uma área pequena.

A torre de sustentação da turbina tem que ser a mais alta possível, porque a velocidade do vento aumenta à medida que nos afastamos do solo. Boas turbinas de vento são aquelas que podem utilizar ventos de alta velocidade de forma eficiente, já que a produção de energia está relacionada com o cubo da velocidade do vento. Geradores com menos lâminas (duas ou três) são muito mais eficientes que os de múltiplas pás, os quais são bons em baixas velocidades de vento.

A FIG. 22 mostra o comportamento do vento no globo terrestre. Isto é importante para mostrar que nas áreas próximas a Linha do Equador e aos círculos polares, a disponibilidade é maior. É importante observar a convergência e a divergência na direção dos ventos.



Fonte: Hinrichs, 2003

FIGURA 22 - Direção do vento no globo terrestre

Até o final de 2002, mais de 40.000 geradores eólicos entraram em operação no mundo, com capacidade instalada de 32.500 MW. Mais de 50.000 novos empregos foram criados e uma sólida indústria de componentes e equipamentos foi desenvolvida. A indústria de geradores eólicos cresce atualmente 30% por ano com um retorno de 2 bilhões de dólares por ano. A previsão para 2007 é que a capacidade instalada chegue a 58.632 MW. Na Europa a expectativa é que chegue a 10% de toda a energia gerada até 2030 (de Araújo & de Freitas, 2006).

No Brasil, o uso da energia eólica ainda é em pequena escala, especialmente considerando o seu grande potencial. Em 2001, o ministério de minas e energia (MME) através do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), publicou o Atlas Eólico do Brasil, com informações sobre o

comportamento do vento em todo o país. Este atlas estima que o potencial eólico é de 143.47 GW para ventos com velocidade média anual de 7m/s, criando uma disponibilidade de 272.220 TWh/ano, ocupando uma área de 71.736 km² sendo necessário 0,8% do território nacional. Esta projeção tem como base uma densidade média de ocupação de 2MW/km² para turbinas com 50 m de altura. O atlas privilegia em especial algumas áreas, incluindo regiões montanhosas, a costa nordeste, algumas áreas no sul e outras partes do país com médias de velocidades do vento razoáveis (de Araújo & de Freitas, 2006).

Analisando a FIG. 23, que mostra o comportamento do vento no Brasil onde é possível ver o potencial de crescimento para este tipo de geração de energia elétrica, as áreas mais escuras recebem maior insolação.



Fonte: Atlas de energia elétrica do Brasil, 2005

FIGURA 23 - Velocidade Média Anual a 50 m de altura no Brasil

Em condições de ventos fortes, o rotor deve descartar ou dispersar o excesso de força que o gerador não consiga processar, sem, contudo, danificá-lo. Isto é geralmente chamado de feathering, ou seja, inclinar as lâminas da turbina de forma que muito pouco de suas áreas entrem em contato com o vento e, desta forma, extraiam menos força deste (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

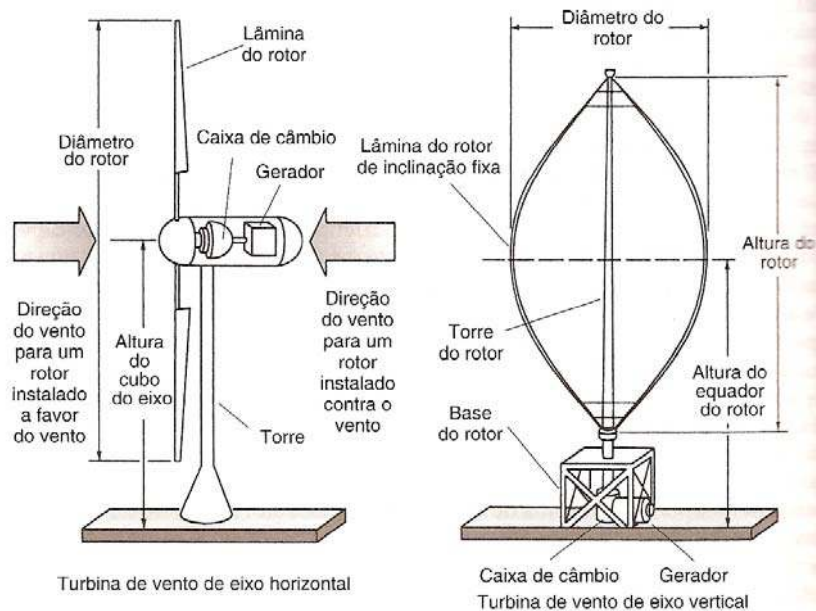
As turbinas de vento são classificadas em função da orientação do eixo do rotor. Existem as turbinas de eixo horizontal (tipo hélice) e as turbinas de eixo vertical (Darrieus). Estas podem ser instaladas em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*).

Os tipos mais comuns são aqueles com eixos horizontais e lâminas verticais. O propulsor de duas (ou três) lâminas é o mais eficiente para a geração de eletricidade e é também o mais comum por causa de seu tamanho. Apesar de sua eficiência, nenhum modelo consegue extrair toda a energia existente no vento. A eficiência teórica máxima da conversão de energia eólica em elétrica de um rotor ideal é no máximo de 60% (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

O rotor de Darrieus possui formato parecido com o de uma bateadeira. Rotores de eixo vertical possuem a vantagem de não terem que mudar de posição quando o vento muda de direção. Eles também têm sua caixa de câmbio e seu gerador montados no solo e não no alto da torre, o que reduz seu custo com estrutura e manutenção. Contudo, eles são difíceis de serem instalados, por causa da altura de suas torres, que aproveitam as maiores velocidades do vento, tornando-o menos interessante comercialmente (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Um gerador acionado pelo vento possui uma determinada produção em watts, a qual ocorre com uma dada velocidade do vento. Para que a produção de energia em um determinado sistema seja atingida, ventos devem ter uma velocidade próxima dos 30 km/h, caso estejam com velocidade superior, a inclinação das lâminas tem de ser modificada para evitar que a turbina de vento produza mais energia mecânica do que o gerador esteja projetado para suportar.

A FIG. 24 mostra os dois tipos de turbina (a de eixo horizontal e a de eixo vertical) e seus componentes.



Fonte: Hinrichs, 2003

FIGURA 24 - Turbinas de eixo vertical e eixo horizontal

O impacto ambiental da energia eólica é praticamente insignificante, sendo seu principal problema a poluição visual, apesar de já existirem algumas preocupações com relação a barulho, acidente com aves migratórias e interferência em aparelhos eletrônicos. Outras características positivas das turbinas de vento é o seu curto período de construção, o tamanho reduzido de suas unidades em relação às de outros tipos de geradores de eletricidade (e, desta forma, têm maior adaptabilidade em responder às demandas elétricas) e a sua capacidade de serem adaptadas sob medida aos usos e as localizações específicas. Outra vantagem da energia eólica, especialmente no caso da utilização residencial, é que ela é um excelente complemento para a energia solar: dias com pouco sol geralmente são aqueles com ventos acima da média (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Para a transmissão da energia das torres até as redes de distribuição podem-se utilizar engrenagens ou não. No primeiro caso, coloca-se um trem engrenagens entre o rotor e o gerador. Quando é feita sem engrenagens, o gerador é acoplado diretamente na rede (Muylaert, 2001).

Para dimensionar um parque eólico não podemos utilizar a velocidade média do vento, pois a energia a ser gerada depende do cubo da velocidade

recebida pelo rotor. Sendo assim, os cálculos para localidades com ventos acima da média utilizam uma relação empírica segundo a qual se pode esperar aproximadamente 70 kWh por mês por quilowatt de projeto para uma unidade com velocidade do vento de projeto de 40 km/h (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

As pás são fabricadas em fibra de vidro e revestidas com uma resina que, de acordo com o fabricante, diminuindo a poluição sonora. As torres são feitas de de tubos de aço (Muylaert, 2001).

A TAB. 6 mostra a energia extraída que varia de acordo com a velocidade do vento em quilômetros por hora dependendo do diâmetro das pás.

TABELA 6 - Energia extraída variando de acordo com a velocidade do vento (km/h) e o diâmetro das pás

Velocidade do vento (km/h)	Energia Extraída (kW)			
	D = 3,81 m	D = 7,62 m	D = 15,24 m	D = 30,48 m
16	0,37	1,48	5,9	23,7
32	2,95	11,8	47	189
48	9,96	39,8	159	637
64	23,6	94,4	378	1.510
80	46,1	184	738	2.950

Obs.: Saídas máximas teóricas, pressupondo que o moinho de vento converta 59% da energia eólica em força utilizável.

Fonte: Hinrichs, 2003

Os parques eólicos *offshore* possuem o inconveniente do acesso para se fazer a manutenção e mesmo a operação é dificultada.

Nos rotores Darrieus o desgaste é mais intenso que os de eixo horizontal. É necessária uma área para instalação maior do que a utilizada pelas turbinas tipo hélice, pois tem que haver uma distância maior entre as turbinas por causa do sentido do giro das pás (Muylaert, 2001).

A manutenção geralmente demora um dia, dependendo das condições climáticas, e é feita a cada seis meses sendo realizada em uma máquina de cada vez. Estes custos variam de 3 a 5% da receita (Muylaert, 2001).

Nos rotores de eixo horizontal as torres podem ser mais altas e devem ser construídas com materiais mais leves, com possibilidades de operação com velocidades variáveis, com sistema de controle de passo e uso de geradores acoplados diretamente a rede, reduzindo assim os custos de operação de manutenção (Muylaert, 2001).

Os parques eólicos de Prainha e Taípa no Ceará estão instalados em dunas móveis.

É importante que a planta eólica esteja interligada ao sistema de distribuição de energia elétrica, pois na ausência de ventos o parque pára de gerar, sendo então necessário a manutenção do sistema por outro meio de geração.

Na TAB. 7 estão as centrais eólicas em operação no Brasil em 2003.

TABELA 7 - Centrais eólicas em operação no Brasil

Nome da usina	Potência (kW)	Município – UF	Destino Da Energia	Proprietário
Eólica	75	Fernando de Noronha – PE	SP	Companhi Energética de Pernambuco
Eólica de Bom Jardim	600	Bom Jardim da Serra – SC	PIE	Parque Eólico de Santa Catarina Ltda.
Eólica de Fernando de Noronha	225	Fernando de Noronha – PE	PIE	Centro Brasileiro de Energia Eólica – FADE/UFPE
Eólica de Prainha	10.000	Aquiraz – CE	PIE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.
Eólica de Taípa	5.000	São Gonçalo do Amarante – CE	PIE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.
Eólica de Olinda	225	Olinda – PE	PIE	Centro Brasileiro de Energia Eólica – FADE/UFPE
Eólica-elétrica Experimental do Morro do Carmelinho	1.000	Gouveia – MG	SP	Companhia Energética de Minas Gerais
Eólica-elétrica de Palmas	2.500	Palmas – PR	PIE	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.
Mucuripe	2.400	Fortaleza - CE	PIE	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.

Fonte: Agência Nacional de Energia Eólica – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG 2003

4.4.3 Impactos ambientais de um parque eólico

A principal vantagem das usinas eólicas é a não geração de material poluente e a utilização de uma fonte limpa, renovável e abundante de acordo com o lugar em que vai ser implantada. Porém, uma das maiores dificuldades deste

tipo de usina é encontrar um terreno com condições de ventos adequadas para sua construção, apesar de que sua implantação ser relativamente fácil. Esta pode atender tanto a países desenvolvidos quanto a nações pobres.

As principais desvantagens desse tipo de energia é que ela se restringe a poucas áreas, pois a turbina tem uma faixa ótima para que seu funcionamento seja satisfatório. Quando a velocidade do vento está abaixo de 3 m/s (velocidade necessária para a partida do rotor) o funcionamento da turbina é interrompido. Acima de 30 m/s, as pás do rotor são alinhadas na direção do vento, para evitar danos mecânicos ao aerogerador (Farret, 1999). A manutenção das unidades geradoras é cara e demorada. O aspecto visual do parque eólico é considerado desagradável, bem como o ruído provocado por ele (de Araújo & de Freitas, 2006). Quando próximos a áreas habitadas ou reservas florestais causa estresse nas populações locais. Os geradores de eixo horizontal são mais silenciosos do que os de eixo vertical.

A utilização de usinas eólicas em larga escala pode influenciar microclimas. Existem reclamações pela morte de pássaros, quando as unidades estão na rota de migração. O Brasil se encontra no caminho das aves migratórias (de Araújo & de Freitas, 2006), a implantação de parques eólicos precisa considerar este fato. Há também o problema que a energia eólica “necessita de formas de armazenamento nem sempre baratas e/ou eficientes. As formas mais conhecidas e viáveis são os armazenamentos em baterias, no bombeamento hidráulico e por injeção na rede” (Farret, 1999). O armazenamento em baterias é o mais versátil e eficiente, porém apresenta problemas com relação à manutenção e a disposição final destas baterias.

4.4.4 Desativação de um parque eólico

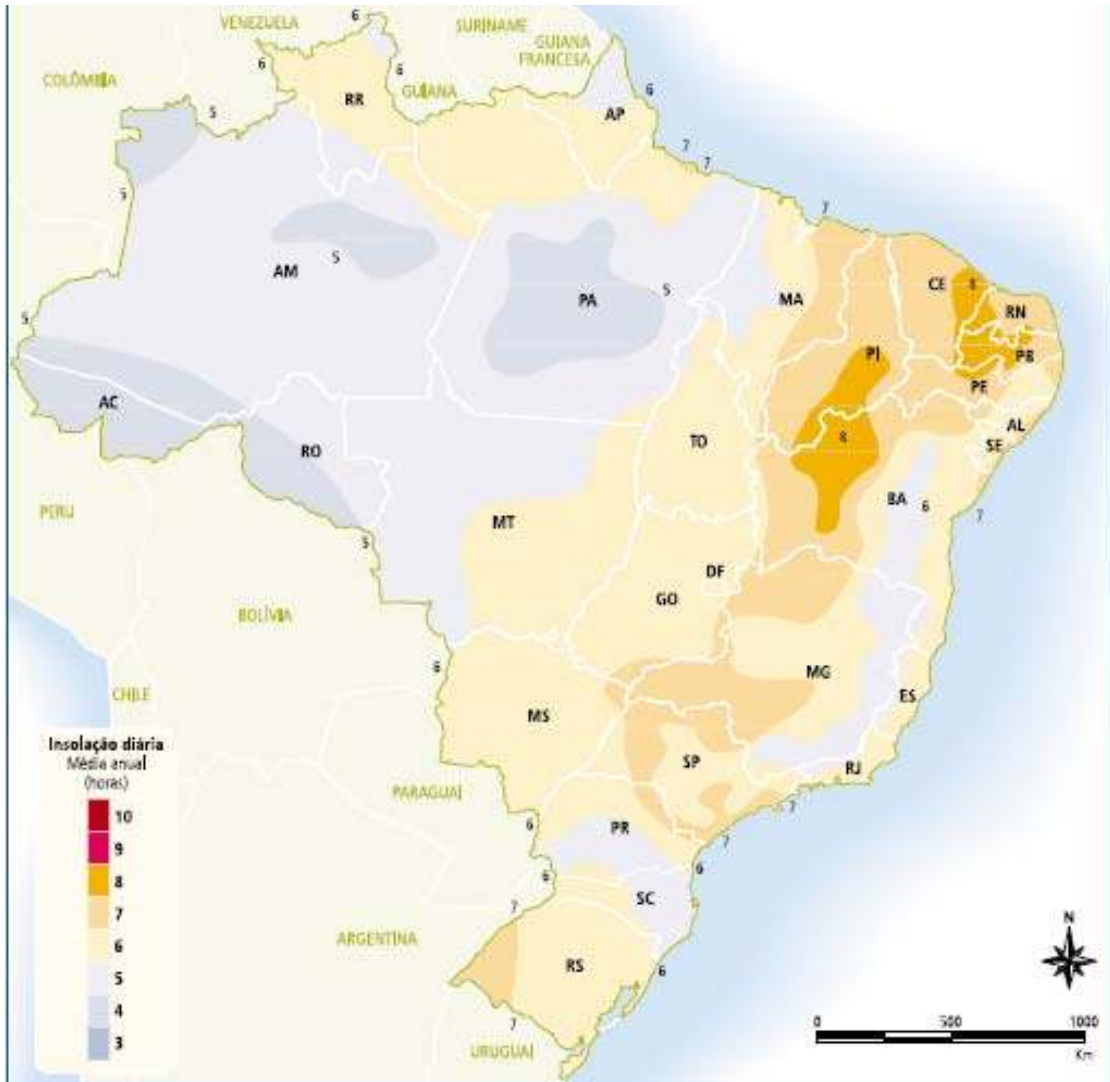
Na desativação de usinas eólicas o material empregado nas torres é considerado sucata. O grande problema são as baterias empregadas no armazenamento da energia que contêm chumbo, cádmio, cobre, zinco, manganês, níquel, lítio e mercúrio que são materiais tóxicos. Sendo os mais perigosos o chumbo, o cádmio e o mercúrio. Estes materiais quando a sua

destinação for correta podem ser reciclados não apresentando riscos ao meio ambiente.

Quanto ao local onde o parque eólico está instalado, pode ser feita uma recuperação da área, fazendo-se um reflorestamento ou uma adequação a outro tipo de atividade necessária a região.

4.5 ENERGIA SOLAR

O sol é uma fonte perene, silenciosa, gratuita e não poluente de energia e é responsável por todas as formas de vida no planeta (Farret, 1999). As usinas solares podem ser constituídas por células fotovoltaicas que transformam a energia solar em eletricidade, com rendimento variando entre 3 e 25%, ela comporta-se como uma bateria de baixa tensão, utilizada em geração de pequena escala. Nas regiões próximas ao equador, o sol incide sobre a terra uma energia de 6,4 kW/m²/dia (Hinrichs & Kleinbach, 2003). O Brasil possui uma grande área de insolação, com boa capacidade de geração. A FIG. 25 mostra a média anual de insolação em horas no país.



Fonte: ANEEL, 2006

FIGURA 25 - Média anual de insolação no Brasil em horas

4.5.1 História da energia solar

O uso da energia solar para aquecimento remete à Antiguidade. Arquimedes em 212 a.C, usou a capacidade de reflexão de um escudo de bronze polido dos guerreiros gregos, para atear fogo aos navios Romanos. O espelho incendiou as velas dos navios a uma distância de algumas dezenas de metros (Boyle, 2004).

Nos séculos XVII e XVIII, cientistas concentravam os raios solares com espelhos e lentes para derreter metais. Antoine Lavoisier (1743-1794), freqüentemente chamado de pai da química moderna, atingiu temperaturas próximas a 1700°C (3.100°F) usando a radiação solar, temperaturas estas mais

altas do que as obtidas por qualquer um naquela época (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Aquecedores solares de vapor foram desenvolvidos no final do século XIX para movimentar motores. O francês August Mouchot fez funcionar, em 1878, uma máquina de impressão usando vapor produzido por um artefato semelhante ao trado. Um interessante empreendimento comercial da década de 1910 no Egito usou uma caldeira solar para fornecer vapor para a operação de bombas de irrigação (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Outro grande projeto que usou os raios solares para aquecimento ocorreu na década de 1870 no Chile, onde um engenho solar de 4.645 m² foi construído para fornecer 177.000 litros de água fresca. Este projeto utilizava telhados de vidro instalados sobre bandejas de água salgada; a água evaporava das bandejas, condensava nos vidros e escorria para receptáculos coletores (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

No início do século XX, nos E.U.A. um empresário chamado Frank Schuman aplicou o mesmo princípio, desta vez com um grande coletor parabólico. Ele o fez com um potencial melhor de iluminação solar. Após ter construído vários protótipos, ele angariou apoio financeiro suficiente para o grande projeto Meady no Egito, no geral usou cinco coletores parabólicos, cada um com 80 m de comprimento e 4 m de largura. Em 1913, este sistema, que produziu 55 cavalos-vapor, foi demonstrado para um grupo de pessoas importantes da época, incluindo, o primeiro ministro britânico Lord Kitchener (Boyle, 2004).

A engenharia solar reapareceu junto com a era espacial. Quando em 1945, o cientista britânico Arthur C. Clarke, descreveu uma futura possibilidade do satélite geoestacionário, na qual ele enviaria sinais de televisão para todo o mundo, que seriam emitidos por uma máquina movida a energia solar. De fato, o tal satélite, materializou-se, 25 anos mais tarde, por células fotovoltaicas que foram desenvolvidas como fonte confiável de geração de eletricidade (Boyle, 2004).

Durante a década de 1980, foram construídos os primeiros grandes arranjos experimentais para a geração de eletricidade com o emprego de altas temperaturas. Foram desenvolvidos diferentes sistemas de receptores centrais ou do tipo torre de energia. O sistema Solar One de 10 MW em Barstow, Califórnia, mostrada na FIG. 26, é um exemplo. Ele usa um campo heliostático, que reflete os raios do sol em uma caldeira no topo de uma torre central (Boyle, 2004).



Fonte: Boyle, 2004

FIGURA 26 - Sistema de receptor solar central de Barstow: campo heliostático

Inicialmente a planta de Barstow usou óleos sintéticos especiais resistentes à alta temperatura para alimentar o aquecimento da caldeira. Nos anos de 1990, ela foi reconstruída como Solar Two, e entre 1996 e 1999 operou incluindo o armazenamento de calor com o uso de sal fundido acima de 500°C. Isto permitiu a produção de eletricidade potencial por 24 horas. Um projeto novo da torre está sendo construído perto de Sevilha, Espanha, para explorar o uso de ar superaquecido como um meio de transferência de calor (Boyle, 2004).

A maior parte da eletricidade solar gerada em grande escala no mundo é produzida pela Luz International, instalada em Kramer Junction no deserto de Mojave, na Califórnia. Entre 1984 e 1990, Luz instalou nove novos Sistemas de Geração de Eletricidade Solar em Série (SEGS – Solar Electricity Generating Systems) gerando de 13 a 80 MW. Os SEGS mais recentes geram 80MW e o coletor abrange uma área de 464.000 m². Trata-se de sistemas híbridos, que operam com auxílio de gás natural, que atende a demanda em horários de baixa incidência solar. Em 01 de julho de 1997, um SEGS IV alcançou durante um dia

seu desempenho recorde, uma média de desempenho com 18% de eficiência e entre 9 horas e 15 horas uma eficiência de 20% (Boyle, 2004).

4.5.2 Funcionamento de uma planta solar

O princípio por trás do uso direto da energia solar para a produção de eletricidade foi descoberto em 1887 por Heinrich Hertz e explicado em 1905 por Albert Einstein. Foi observado que, quando a luz atinge determinados metais, elétrons são emitidos. Este fenômeno é conhecido como efeito fotoelétrico. Quando a luz brilha na placa negativa, elétrons são emitidos com uma quantidade de energia cinética inversamente proporcional ao comprimento de onda da luz incidente (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

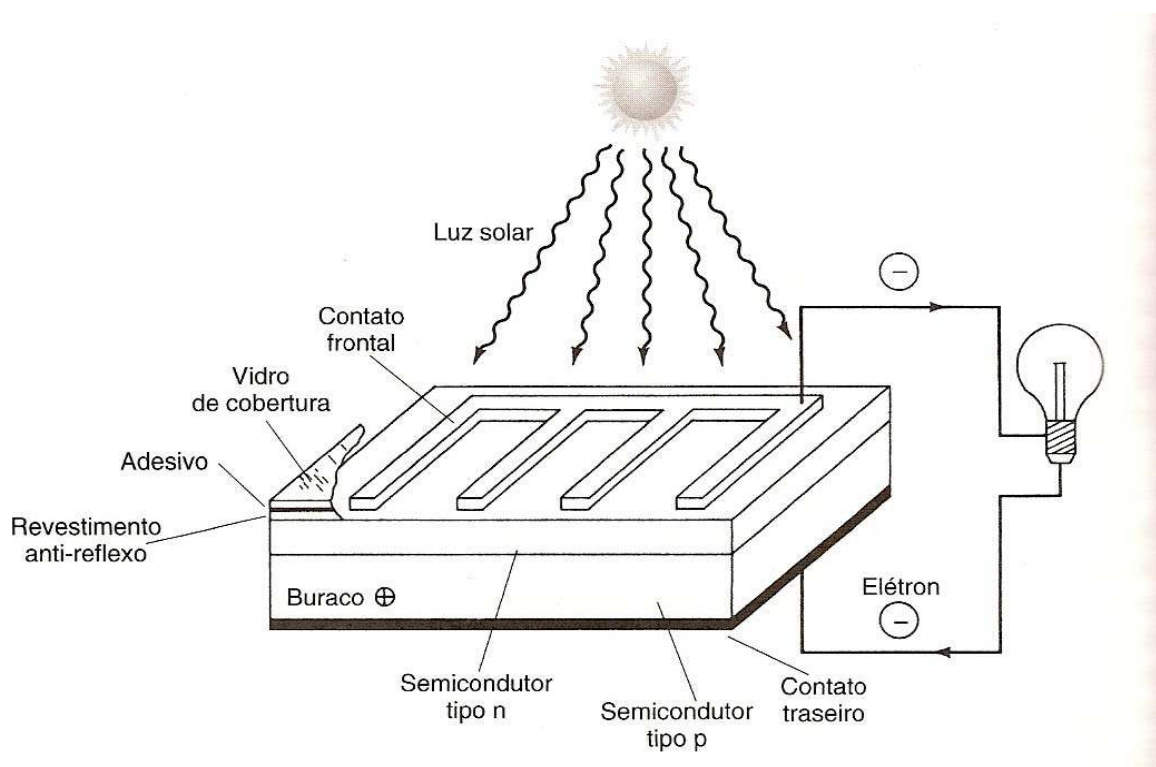
A maior parte das células solares é feita pelo agrupamento de duas camadas muito finas de silício cristalino que passaram por um tratamento especial. Normalmente não existem elétrons livres no silício, por isso o silício é considerado um bom isolante. Por meio de um processo denominado "dopagem" são adicionadas impurezas ao silício, alterando suas propriedades e tornando-o um bom condutor (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Se for adicionada uma pequena quantidade de fósforo, passarão a existir elétrons extras no cristal, produzindo um semicondutor do tipo N (negativo), no qual a carga da corrente é de elétrons negativos. Se for adicionado boro, existirão menos elétrons no silício e, assim, surgirão "buracos" vazios no cristal - lugares nos quais os elétrons deveriam estar, mas não estão - produzindo um semicondutor do tipo P (positivo). Estes buracos atuam exatamente como cargas positivas. Quando estes dois tipos de semicondutores são colocados juntos, eles formam uma "junção P-N". O rearranjo dos elétrons e dos buracos nesta junção cria uma barreira para o fluxo da energia elétrica (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

O silício amorfo apresenta propriedades muito diferentes das apresentadas pelo silício cristalino, pois sua estrutura cristalina é desordenada. Um dos maiores problemas com as células de silício amorfo está relacionado com as ligações "oscilantes", que podem capturar elétrons livres antes que estes entrem em um circuito externo. A adição de hidrogênio ao silício remove algumas das ligações

oscilantes. Este amálgama pode ser dopado com impurezas, para formar uma junção P-N (ainda que diferente das junções cristalinas). Outro problema é que os elétrons não se movem tão rapidamente através do silício amorfo como fazem no cristalino. Em compensação, o silício amorfo pode absorver 40 vezes mais luz que o cristalino. Um problema com estas células é que a eficiência delas decresce ao longo do tempo em função da exposição à luz (Hinrichs & Kleinbach, 2003).

Outros materiais além do silício vêm sendo utilizados, como o arsenieto de gálio, o telureto de cádmio, o sulfeto de cádmio e (muito recentemente) o biseleneto de cobre, índio e gálio (Hinrichs & Kleinbach, 2003). A FIG. 27 mostra o esquema de funcionamento de uma célula solar.



Fonte: Hinrichs & Kleinbach, 2003

FIGURA 27 - Esquema de montagem e funcionamento de uma célula solar

Uma idéia comparativa da eficiência de conversão e dos custos em dólares das células solares pode ser vista na TAB. 8.

TABELA 8 - Eficiência de conversão e o custo das células solares

Tipo de célula	Eficiência Teórica (%)	Eficiência Laboratório (%)	Eficiência Comercial (%)	Custo (US\$/Wp)
Silício de cristal simples	30	24,7	12 a 14	4 a 7
Silício concentrado	27	28,2	13 a 15	5 a 8
Silício policristalino	25	19,8	11 a 13	4 a 7
Silício Amorfo 17.0	13	4 a 7	3 a 5	-

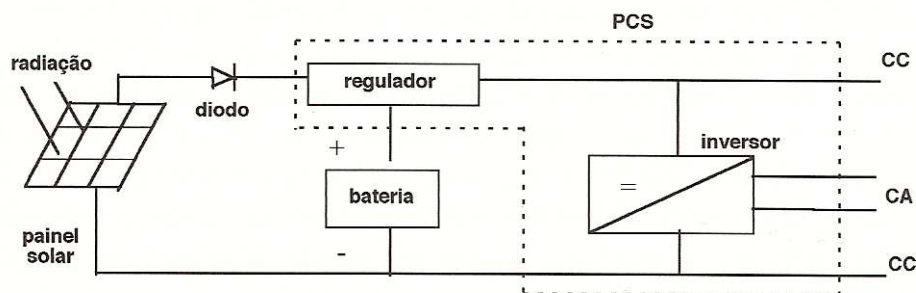
Fonte: ANEEL, 2006

O aproveitamento da energia solar utiliza sistemas que requerem temperaturas elevadas conseguidas por meio de concentradores, cuja finalidade é captar a energia incide numa área relativamente grande e é concentrada numa área muito menor, de modo que a temperatura desta última aumenta substancialmente (ANEEL, 2006).

Existem dois tipos de sistemas de geração de energia elétrica solar:

- Os fotovoltaicos autônomos transformam a energia solar em elétrica diretamente;
- Os termossolares que usam a energia solar para gerar vapor acionando assim uma termelétrica a vapor (Reis, 2003).

O sistema fotovoltaico autônomo é constituído por um agrupamento de painéis fotovoltaicos (formando um conjunto), um regulador de tensão, um sistema de armazenamento de energia e inversor de corrente contínua/corrente alternada. A FIG. 28 o esquema de funcionamento do sistema solar fotovoltaico.



PCS= Subsistema condicionador de potência

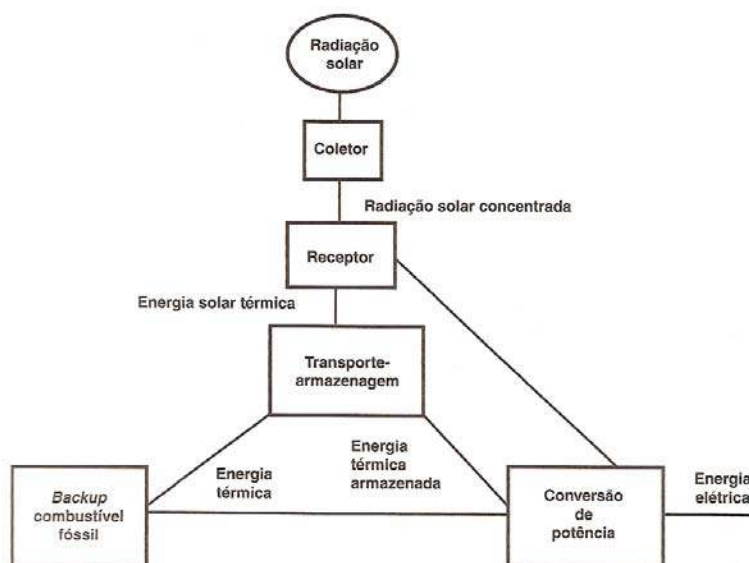
CC= corrente contínua.

CA= corrente alternada

Fonte: Reis, 2003

FIGURA 28 - Diagrama de bloco de um sistema solar fotovoltaico

Os sistemas termossolares convertem energia solar em energia térmica, e essa em elétrica. Ele é constituído pelo: coletor, receptor, transporte-armazenamento e conversão elétrica. O coletor capta a energia solar incidente. O receptor absorve e converte esta energia. O sistema de transporte-armazenagem, o fluido é transferido para o sistema, em que a energia térmica converte-se em energia mecânica, por meio de ciclos básicos termodinâmicos - o ciclo de Rankine (vapor), Brayton (gás), entre outros, dependendo da temperatura e da natureza do fluido (Reis, 2003). A escolha do fluido depende da temperatura em que o sistema vai operar. A FIG. 29 mostra o diagrama de funcionamento do sistema termossolar.



Fonte: Reis, 2003

FIGURA 29 - Diagrama do sistema termossolar

Existem dois tipos de inversores: os comutados pela linha e os autocomutados. Nos comutados, a conversão é controlada pela tensão da rede e no autocomutado é realizado pelo sinal gerado pelo próprio dispositivo.

Neste sistema há dois tipos básicos de captação e conversão da radiação solar em energia elétrica. São eles: heliotermelétrica de receptor central (torres de potência) e, distribuído de conversão heliotermelétrica.

No receptor central, torres de potência são constituídas por um campo heliostato, que envia a luz solar captada para um receptor central, onde há a conversão em energia térmica. Daí o funcionamento é idêntico a uma central termelétrica. O sistema constitui-se de quatro subsistemas principais: o campo de heliostatos, a torre com o receptor, o módulo de armazenamento e o conjunto turbina-gerador.

O campo de heliostatos consiste em um conjunto de espelhos que enviam a radiação solar para a cavidade receptora. Este campo reproduz de forma segmentada, uma geometria parabolóide de revolução cujo eixo tem a direção dos raios solares (Reis, 2003).

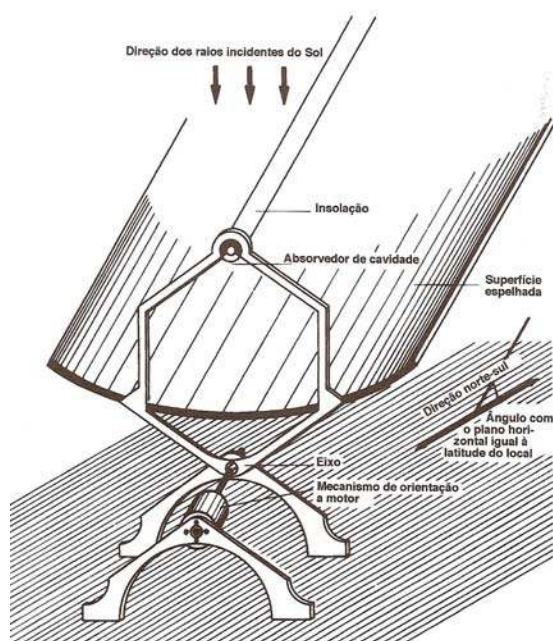
Os receptores podem ser:

- Externo, constituídos por painéis com tubos verticais soldados lado a lado formando um cilindro. Os extremos superior e inferior estão conectados a tubos coletores onde passa o fluido térmico que retira o calor.
- Cavidade, usados para reduzir a perda térmica por meio da localização dos tubos absorvedores no interior de uma cavidade devidamente isolada. As torres podem ser construídas de aço ou concreto (Reis, 2003).

Nos sistemas distribuídos tem-se a conversão da energia solar em energia térmica no próprio coletor. É constituído pelo concentrador cilindro-parabólico e o disco parabólico.

O concentrador solar cilindro-parabólico é um coletor linear de seção transversal parabólica. Sua superfície refletora concentra a luz solar num tubo receptor localizado ao longo de um canal onde o foco transforma-se em uma linha focal. O fluido que está dentro do tubo é aquecido e transportado a um ponto central através de uma tubulação projetada para minimizar as perdas de calor. Ele é uma linha horizontal que acompanha o sol somente em um eixo. Sua

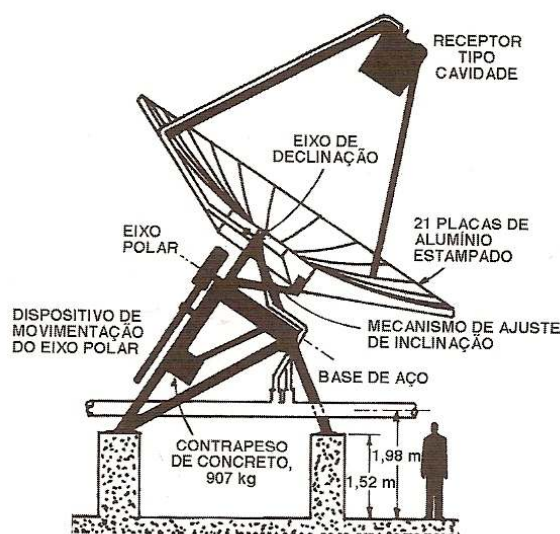
temperatura de funcionamento varia entre 100 a 400°C (Reis, 2003). A FIG. 30 esquematiza um concentrador cilindro-parabólico.



Fonte: Reis, 2003

FIGURA 30 - Esquema de um concentrador cilindro-parabólico

O disco parabólico é um coletor de foco pontual que acompanha o movimento do sol em dois eixos, concentrando a energia solar em um receptor localizado no ponto focal do disco. O receptor absorve energia solar radiante, convertendo-a por meio de fluido circulante, em energia térmica. A energia térmica pode, então, ou ser convertida em eletricidade usando um turbogerador acoplado diretamente ao receptor, ou pode ser transportada através de tubos ao sistema central de potência. Ele atinge temperaturas próximas a 1500°C. As vantagens dele comparado com os outros sistemas de geração solar é que: sua eficiência é maior, pois seu foco é pontual e seu raio de concentração é significativo e, também seu coletor modular e suas unidade podem funcionar independentemente. Na Fig. 31 os detalhes construtivos de um concentrador disco-parabólico.



Fonte: Reis, 2003

FIGURA 31 - Detalhes construtivos de um concentrador disco-parabólico

Na Alemanha, estão sendo desenvolvidos experimentos interessantes com espelhos parabólicos. Em vez dos espelhos de vidro pesados, estão sendo usadas folhas circulares de película plástica aluminizada. Criando um vácuo parcial atrás da película, podendo ser dobrado em forma parabólica. Isto cria um espelho de pouco peso, no qual requer uma estrutura leve para suportá-lo.

Uma outra forma de produção solar térmica de eletricidade é a lagoa solar, que usa um grande lago, sal e um tipo do coletor de placa lisa. O lago deve ter um certo gradiente concentração de sal (água salgada no fundo e água pura no topo) e a água limpa o suficiente para absorver a energia solar que é conduzida até o fundo da lagoa (Boyle, 2004). É indicado para regiões desérticas.

As camadas superiores do lago agem eficazmente como um cobertor isolando a água do fundo da lagoa onde a temperatura pode alcançar até 90°C, alta o suficiente para funcionar como um motor do ciclo Rankine (Boyle, 2004). Uma vantagem deste sistema é que a grande massa térmica da lagoa age como um armazenador de calor, e a geração de eletricidade pode funcionar de dia ou de noite, conforme o necessário (Boyle, 2004).

Na prática, o sistema tem algumas desvantagens. As grandes quantidades de água fresca e uma localização apropriada para a lagoa solar são difíceis de serem encontradas num deserto, mas estes são requisitos para manter o gradiente salino e o funcionamento do sistema (Boyle, 2004). Na verdade, o

melhor uso para a lagoa solar é gerar calor para sistemas dessalinizadores de água, mantendo a produção de água pura e o fornecimento de água potável.

Sua melhor localização é em grandes áreas do mundo onde ocorrem desertos naturais (Boyle, 2004).

Utilizam-se de baterias eletroquímicas para o armazenamento da energia elétrica excedente.

As plantas de energia solar tem vida útil similar as termelétricas a gás ou a óleo diesel (Boyle, 2004).

As conseqüências ambientais de plantas térmicas solares são um tanto complexas. O problema principal é a grande área requerida para a implantação. Uma planta nova feita sob medida de SEGS ocuparia 3-4 km².

As lagoas e as chaminés solares possuem baixa eficiência termodinâmica para compensar isto, elas necessitam de maiores áreas planas para sua implantação.

Para estes tipos de sistema, os desertos ensolarados são indicados para atender as grandes demandas urbanas de eletricidade, porém muitas vezes se tem o inconveniente das grandes distâncias entre eles e os centros consumidores (Boyle, 2004).

Os benefícios da energia solar são os de não serem poluentes, de serem renováveis, sua vida útil é de mais ou menos 30 anos e não é necessária a concentração de células em um só lugar, bem como turbinas e geradores.

Não há perturbação do equilíbrio térmico da Terra (Reis, 2003).

4.5.3 Impactos ambientais de uma célula fotoelétrica

As células solares são seladas, podem ser constituídas ou associadas em módulos com potências variando de Watts a MW. Não poluem o meio ambiente e sua fonte é renovável e abundante. Porém, o seu rendimento é em torno de 28%, o seu custo de fabricação é muito alto e seus painéis ocupam grandes áreas para gerar uma quantidade pequena de energia. Quando comparado o espaço utilizado, estes provocam sombras que poderão influenciar o ecossistema local. Ainda existe o problema de ser restrito a áreas com grande insolação anual.

Existem os impactos da produção, quando se faz a análise do ciclo de vida ou numa comparação mais ampla de tecnologias de geração, o que englobaria também o impacto na produção dos equipamentos (Reis, 2003).

As baterias empregadas podem ser de chumbo-ácido, mais barata e encontradas facilmente, ou de níquel-cádmio, cujo custo é muito elevado. Deve-se ressaltar que qualquer opção de bateria o material empregado é altamente poluente.

Alguns métodos de fabricação de células fotovoltaicas utilizam materiais perigosos, como o seleneto de hidrogênio e solventes, similares àqueles usados na produção de outros semicondutores (Reis, 2003).

A destruição dos módulos que contêm cádmio ou outros metais pesados poderia criar danos ao meio ambiente, no entanto, os módulos descartados podem ser economicamente reciclados minimizando os problemas de destruição (Reis, 2003).

Seu custo ainda é muito alto e também ainda não consegue atender a demanda. A utilização de material tóxico como o chumbo nos painéis implica um importante impacto ao meio ambiente.

4.5.4 Desativação de uma célula fotoelétrica

Na desativação a remoção da célula fotoelétrica não representa problema para o meio ambiente, pois não usa material poluente. Em contrapartida as baterias empregadas devem ter destinação adequada para que não haja contaminação no meio ambiente.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para facilitar a comparação entre as diferentes formas de geração de energia elétrica, foi imaginada uma unidade geradora de mesma capacidade, mesmo que para isso haja necessidade de um conjunto de pequenas unidades para perfazer o total. A capacidade da unidade básica escolhida foi de 1.300 MW. Este é o valor aproximado da capacidade de geração de energia elétrica da Usina Nuclear de Angra II.

Na prática, para base de cálculo, serão empregadas as seguintes usinas: UTE Candiota, termelétrica a carvão; UTE Governador Leonel Brizola, termelétrica a gás; UTE Breitener, termelétrica a óleo; Usina de Angra 2, termonuclear; UHE Serra da Mesa, hidrelétrica; Parque Eólico de La Sierra de El Perdón, energia eólica (não foi utilizada uma usina eólica brasileira, pois as existentes possuem baixo potencial instalado); e Usina Solar de Espenhain, energia solar (esta foi utilizada por não haver no Brasil uma planta que possa ser comparada). A TAB. 9 mostra as usinas utilizadas para comparação de desempenho ambiental.

TABELA 9 - Usinas utilizadas para comparação de desempenho ambiental

Tipo de Geração	Usina	Localização
Termelétrica a Carvão	UTE Candiota	Candiota – RS
Termelétrica a gás	UTE Governador Leonel Brizola	Duque de Caxias – RJ
Termelétrica a óleo	UTE Breitener	MAracaú – CE
Nuclear	Usina de Angra 2	Angra dos Reis – RJ
Hidrelétrica	UHE Serra da Mesa	Minaçu – GO
Eólica	Parque Eólico de LA Sierra de El Perdón	Espanha
Solar	Usina Solar de Espenhain	Alemanha

A termelétrica a carvão, UTE Presidente Médici, instalada no Município de Candiota, RS apresenta uma potência instalada de 445 MW e ocupa uma área de

200.000 m². Contudo para atingirmos a potência de 1.300 MW são necessárias 3 usinas do mesmo porte desta, o que resultaria na ocupação de uma área de 600.000 m². A FIG. 32 mostra o Complexo Termelétrico de Candiota, RS.



Fonte: http://www.cgtee.gov.br/content/unidades/ute_presidente_medici.php
FIGURA 32 - Complexo termelétrico de Candiota, UTE Presidente Médici

A termelétrica a gás, UTE governador Leonel Brizola, localizada em Duque de Caxias, RJ, tem uma potência de 1.040 MW, e ocupa uma área de 120.000 m², como mostra a FIG. 33.



Fonte: <http://www.termorio.com.br/obras.html>

FIGURA 33 - Vista aérea da termelétrica a gás Leonel Brizola

A termelétrica a óleo, UTE Breitener, como mostra a FIG. 34, possui 9.900 m² de área construída, localizada no município de Maracáú no Ceará, gerando uma potência de 166 MW. Contudo para gerar 1.300 MW seriam necessárias aproximadamente 8 usinas iguais a esta, o que ocuparia uma área de 120.000 m².



Fonte: http://www.projeart.ind.br/novo/dentro_clientes2.php?categoria_id=7

FIGURA 34 - Termelétrica Breitener, Maracáú, CE

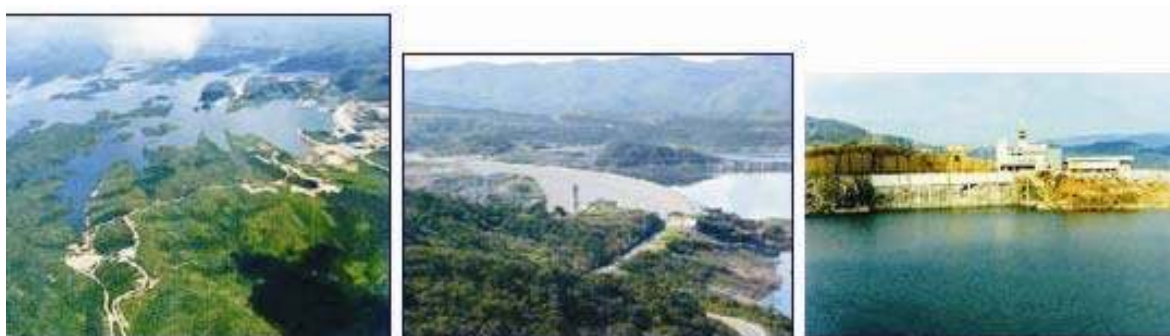
A usina nuclear, Angra 2, mostrada na FIG. 35, localizada em Angra dos Reis, RJ. Tem potência instalada de 1.350 MW ocupando uma área de 100.000 m².



Fonte: http://www.eletronuclear.gov.br/sys/interna.asp?IdSecao=22&secao_mae=1

FIGURA 35 - Vista da Usina de Angra 2

A hidrelétrica Serra da Mesa no rio Tocantins, localizada em Minaçu, em Goiás. Sua potência instalada é de 1.275 MW, com 3 unidades geradoras, as turbinas são do tipo Francis, área do reservatório ocupa 1.784.000.000 m². A FIG. 36 mostra três vistas do lago da hidrelétrica da Serra da Mesa, GO.



Fonte: http://www.cpfl.com.br/new/site_geracao/usinas/semesa.asp

FIGURA 36 - Lago da hidrelétrica de Serra da Mesa, GO.

Na energia eólica, cada gerador dista no mínimo 20 metros dos demais. O Parque Eólico de La sierra de El Perdón, FIG. 37, tem 46.000 m², e gera 20 MW.

Contudo para se atingir 1300 MW seriam necessários 65 parques destes, ocupando uma área de 2.990.000 m².



Fonte: <http://www.turismo.navarra.es/esp/organice-viaje/recurso.aspx?o=3006>

FIGURA 37 - Vista do Parque Eólico de La sierra de El Perdón

A energia solar, instalada em Espenhain, na Alemanha, FIG. 38, que possui uma potência de 5 MW, e ocupa uma área de 200.000 m². Contudo, para se ter uma potência de 1.300 MW seria necessária uma área de 52.000.000 m². Os painéis utilizados produzem 150 W de energia, o local onde está instalado o parque, é um antigo depósito de linhita (um tipo de carvão marrom) material contaminante que não poderia ser utilizado para outra finalidade. Antes de se instalar os painéis a linhita foi enterrada a 30 cm de profundidade (DW-World DE, 2006).



Fonte: <http://www.dw-world.de/dw/article/0,2144,1321857,00.html>

FIGURA 38 - Planta solar de Espenhain, Alemanha.

A TAB. 10 mostra a avaliação comparativa dos tipos de usinas geradoras de energia, com a eficiência de cada uma delas, a área de construção e o custo da

produção da energia sem impostos, encargos e despesas com manutenção e com pessoal. Com estes dados foram efetuados os cálculos da área imobilizada por MW gerado.

TABELA 10 - Comparativo dos tipos de geração x área de construção x custo em Euro

Tipo de Geração	Eficiência teórica (%) ⁽¹⁾	Área de Construção (m ²)	Custo do kW (€)	Potência/Área (kW/m ²)
Térmica a carvão	35	600.000	0,018 – 0,15	2,17
Térmica a gás	Máx 40	120.000	0,005 – 0,035	10,83
Térmica a óleo	40 - 44	120.000	0,026 – 0,109	10,83
Nuclear	34*	100.000	0,0024 – 0,0074	13
Hidrelétrica	20 - 65	1.784.000.000	0,00004 – 0,007	0,00073
Eólica	Máx 55	2.990.000	0,005 – 0,007	0,43
Solar	10-28	52.000.000	0,0014 – 0,0033	0,025

(1) Fonte: Hinrichs & Kleinbach, 2003

* Ishiguro, 2002

(2) Fonte: [http://www.ewea.org/index.php?id=209&no_cache=1&sword_list\[\]=COST](http://www.ewea.org/index.php?id=209&no_cache=1&sword_list[]=COST)

As eficiências térmicas das diferentes formas de geração de energia elétrica estão na faixa compreendida entre 30 e 40%, ou seja, de certa forma elas são equivalentes. Neste caso, o que as diferenciam são a disponibilidade do combustível e os impactos ambientais gerados.

Analisando o potencial de geração pela área ocupada, a maior produção de energia por m² é a da energia nuclear. A energia térmica a gás e térmica a óleo apresentam valores bem próximos da térmica nuclear. A energia térmica a carvão tem uma potência por área instalada cerca de seis vezes menor do que a térmica nuclear e cinco vezes menor do que as térmicas a gás e a óleo. Depois, as mudanças de escala são de 1:10, 1:100 e 1:10.000 para as gerações de energia eólica, solar e hidrelétrica, respectivamente.

Na TAB. 12 são apresentadas as diferentes comparações entre as formas de geração de energia. A primeira diz respeito à existência de um ciclo do combustível associado. A geração de energia elétrica apresentadas neste trabalho que dependem de um ciclo do combustível, ou seja, térmica a carvão, a gás, a óleo e nuclear são as de uso mais amplo por terem domínio de seus processos tecnológicos a mais tempo, porém são oriundos de fontes não renováveis. As usinas hidrelétricas, embora não o seja, têm limites naturais de crescimento. Resta a busca de combustíveis renováveis, os biocombustíveis, e os resultantes das grandes movimentações naturais de massa e energia como a eólica e a solar tem sido a alternativa para o esgotamento das fontes não renováveis. No caso dos que dependem de um ciclo do combustível, existe uma seqüência de operações associadas à extração e ao beneficiamento da matéria-prima que via de regra representa um risco ambiental.

A segunda é sobre a área ocupada pela(s) unidade(s) geradora(s). Neste caso a hidrelétrica é a pior, haja vista a imensa área necessária para a formação dos lagos. É sabido que a biota da região é afetada pela eliminação de parte dela por afogamento, pela impossibilidade dos peixes seguirem seus caminhos naturais e pela separação territorial acarretada pela grande área alagada. A energia solar, com seus imensos painéis capazes de criarem microclimas diferenciados pelas sombras formadas, também tem um impacto razoável sob este aspecto. A energia eólica é um meio termo entre uma área concentrada e outra um pouco mais dispersa. Estes resultados são concordantes com os

encontrados para o Norte da América (Gagnon, Bélanger & Uchiyama, 2002). O problema para a geração de energias renováveis como a eólica, a solar e até a biomassa não é somente as vastas áreas de terra imobilizadas para isso, mas, também, a necessidade de grandes quantidades de água (Green, Baksi & Dilmaghani, 2007).

A terceira comparação assume um papel cada vez mais importante na escolha de um empreendimento para geração de energia elétrica. Entre as diferentes formas de produção de energia elétrica, pode-se comparar a quantidade gerada de Gases de Efeito Estufa – GEE. Neste aspecto a nuclear, a solar, a eólica e a hidrelétrica têm uma enorme vantagem sobre as demais, embora a hidrelétrica favoreça a formação do gás metano durante os primeiros dez anos de funcionamento. Mesmo entre as formadoras de GEE existe uma hierarquia. A térmica a gás é menos poluidora do que a óleo e esta menos do que a térmica a carvão, o que também influencia na escolha do processo de produção.

Na TAB. 11 estão listadas as emissões de gases de efeito estufa, No_x e SO_x para cada tipo de geração de energia elétrica, não é citada a energia nuclear por não haver emissão desses gases.

TABELA 11 - Emissão de gases das centrais geradoras de energia elétrica

Emissão	Termelétrica A Carvão	Termelétrica A Gás	Termelétrica A óleo	Hidrelétrica	Eólica	Solar
GEE (kg CO_2)	316	278	261	1,27	1,69	29
No_x (g)	513	464	575	10,4	8,6	0,36
SO_x (g)	1210	66	2690	1,8	9,1	0,09

Fonte: Góralczyk, 2003

O quarto aspecto comparado é a dependência de fatores sazonais na produção de energia. Neste caso, a de origem hidrelétrica depende do regime de chuvas para manter a produção constante, embora a formação das grandes represas também vise a minimização do impacto desta variável. A energia eólica depende de um regime de ventos constantes e o rendimento da produção de energia solar é diretamente influenciado pela formação de nuvens e chuvas. As

outras formas de geração, que utilizam material combustível, não são afetadas por fatores sazonais, como regime de ventos, chuvas e insolação.

A quinta comparação se reporta aos impactos causados pela matéria-prima. A extração e o beneficiamento do carvão, do óleo, do gás e do combustível nuclear já pressupõem a poluição ambiental associada às essas atividades. O ciclo de vida do combustível nuclear é o mais preocupante para o meio ambiente, haja vista o longo tempo necessário para que este se torne radiologicamente inofensivo. A mineração de carvão sempre foi razão de preocupação para a saúde do trabalhador e os vazamentos no transporte de petróleo e seus derivados têm as conseqüências das suas ocorrências divulgadas em uma freqüência muito maior do que a tolerada pela sociedade moderna.

O sexto aspecto abordado na TAB. 12 é a de ser um bem não-renovável a matéria-prima usada para a obtenção da energia elétrica. Neste caso, as térmicas a carvão, a gás, a óleo e a nuclear fazem uso de material não renovável, cujos estoques finitos criam cenários em que estas formas de geração deixarão de serem usadas. No caso dos combustíveis fósseis a situação é mais dramática por estes também terem inúmeras outras aplicações industriais, o que acelera ainda mais o seu uso intensivo e a conseqüente extinção.

A sétima comparação é sobre a possibilidade da instalação da unidade geradora perto dos centros consumidores. O mundo chega no final do ano de 2006 com metade da sua população situada nos centros urbanos, no caso do Brasil a população urbana chega a 80% e a rural a 20%. Este adensamento populacional exige que as fontes de energia estejam mais próximas dos centros de consumo. Isto não só pela questão da gestão, mas, também, para evitar a perda ocasionada pela dissipação na transmissão para longas distâncias. As gerações de energia elétrica que dependem de situações geográficas favoráveis, como a hidrelétrica, eólica e solar são desfavorecidas quando comparadas com aquelas que podem ser instaladas em qualquer região, uma vez que o combustível utilizado pode ser transportado até o local sem maiores problemas. São favorecidas as térmicas a carvão, a gás, a óleo e a nuclear.

O oitavo fator de comparação é sobre o perfil de geração. Neste aspecto a energia solar, por razões óbvias, não tem a mesma capacidade geradora durante as 24 horas do dia, nem nos 365 dias do ano. A energia eólica tem o seu pico de geração após as 20 horas. Neste caso, a solar e a eólica têm o seu potencial

máximo de geração atingido fora do horário do pico de consumo, de 18 às 21 horas. A vantagem das térmicas a carvão, a gás, a óleo e a nuclear é que a produção de energia pode ser modulada diminuindo o consumo de combustível nos horários de menor demanda. No caso da hidrelétrica esta modulação não pode ser feita, a menos que as turbinas sejam revertidas, o que não significa economia de equipamento. Na TAB. 12 são mostrados os parâmetros comparativos da geração de energia elétrica.

TABELA 12 - Parâmetros comparativos da geração de energia elétrica

Tipo de Energia	Ciclo do Combustível	Impactos Causados pelo tamanho da Área de implantação	Gases de Efeito Estufa	Dependência da Sazonabilidade	Impactos causados pela Matéria-prima	Bem não renovável	Proximidade do Centro Consumidor	Perfil de geração
Térmica a carvão	Sim		Sim		Sim	Sim	Sim	
Térmica a gás	Sim		Sim		Sim	Sim	Sim	
Térmica a óleo	Sim		Sim		Sim	Sim	Sim	
Hidrelétrica		Sim	Sim	Sim				
Nuclear	Sim					Sim	Sim	Sim
Eólica		Sim		Sim				Sim
Solar		Sim		Sim				Sim

Os impactos ambientais provocados pelas energias renováveis dependem, sobretudo de: especificações técnicas e dos modos de operação; dos materiais utilizados e da disponibilidade de fontes renováveis (Norton, Eames & Lo, 1998).

Uma importante questão é a desativação da unidade geradora de eletricidade, esta desengenharia é tão importante que para a área nuclear ela tem uma denominação própria, que é o chamado descomissionamento da usina nuclear. Cada uma das diferentes formas de geração de energia elétrica tem sua peculiaridade na desativação, as quais não custa lembrar.

A desativação de uma central termelétrica a carvão, a gás ou a óleo, apresenta problemas análogos aos das indústrias, incluindo a possibilidade de contaminação dos solos, a necessidade de desmontagem das instalações e a eventual demolição dos edifícios para reutilização do terreno.

O descomissionamento de uma usina nuclear requer o total isolamento do local da central, bem como monitoramento e segurança 24 horas durante todo o período que o material utilizado na geração de energia levar para decair a níveis que não comprometa mais o meio ambiente. O tempo estimado para isso ocorrer pode superar os cem anos.

A maior preocupação com uma barragem é na etapa inicial, durante a construção. Depois disso não há demonstração de regra ou critério no que diz respeito a sua desativação. Quando se trata de uma obra de grande porte, com reservatório volumoso a barragem não pode ser simplesmente abandonada.

Na desativação de usinas eólicas o material empregado nas torres é considerado sucata. O grande problema são as baterias empregadas no armazenamento da energia que contêm chumbo, cádmio, cobre, zinco, manganês, níquel, lítio e mercúrio que são materiais tóxicos. Sendo os mais perigosos o chumbo, o cádmio e o mercúrio.

Na desativação a remoção da célula fotoelétrica não representa problema para o meio ambiente, pois não usa material poluente. Em contrapartida as baterias empregadas devem ter destinação adequada para que não haja contaminação no meio ambiente.

Os diferentes tipos de geração de energia podem provocar acidentes, principalmente quando se considera todo o ciclo, a TAB. 13 mostra-se as fatalidades ocorridas entre 1970 e 1992 em todo o mundo para algumas formas de geração de energia (Rashad & Hammad, 2000).

TABELA 13 – Fatalidades ocorridas entre 1970 e 1992 em todo o mundo

	Eventos	Escala de Fatalidades	Total de Fatalidades	Média de fatalidades por GW(e) por ano
Termelétrica a carvão	133	5-434	6418	0,32
Termelétrica a gás	295	5-500	10.273	0,36
Termelétrica a óleo	88	5-425	1.200	0,09
Hidrelétrica	13	10-2.500	4.015	0,8
Nuclear	1	31	31	0,01

Fonte: Rashad & Hammad, 2000

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Atualmente quando se fala nos oito grandes objetivos do milênio estabelecidos pela ONU, ou sejam: 1 - acabar com a fome e a miséria; 2 - educação básica de qualidade para todos; 3 - igualdade entre sexos e valorização da mulher; 4 - reduzir a mortalidade infantil; 5 - melhorar a saúde das gestantes; 6 - combater a AIDS, a malária e outras doenças; 7 - qualidade de vida e respeito ao meio ambiente; 8 – todo mundo trabalhando pelo desenvolvimento, fica evidente que para serem alcançadas as metas haverá necessidade de gerar e distribuir muito mais energia do que a disponível hoje em dia. Não esquecendo que uma dessas, a meta 7, faz referência direta ao meio ambiente. Pelo que foi apresentado, constata-se que todas as formas de geração de energia elétrica provocam impactos ao meio ambiente, cada uma a seu modo. Porém, deve ser evidenciado que os prejuízos para a humanidade, se esta fosse privada da energia elétrica, as consequências seriam muito maiores e catastróficas e se fariam sentir em todas as atividades humanas e nos seus mais diferentes segmentos. Pode-se imaginar a dificuldade na manutenção residencial doméstica (por exemplo, na conservação de alimentos) e até serviços essenciais para a vida (tal como em hospitais, estações de tratamento de água e de esgotos).

O impacto ambiental de cada diferente sistema gerador de eletricidade abrange: 1 - o uso da terra na obtenção/extração, processamento e conversão do combustível em eletricidade; 2 - a poluição do ar, do solo e das águas associadas à conversão; 3 - a emissão de radiação e/ou poluentes durante a operação normal ou em caso de acidente; 4 - os fatores de saúde ocupacional associados a cada etapa; e 5 - o armazenamento dos resíduos sólidos. Além desses, existem os riscos inerentes à desativação das respectivas unidades geradoras de energia.

A substituição dos combustíveis fósseis na geração de energia elétrica e na área de transporte é importante e imprescindível, pois o que ainda resta destas reservas deve ser direcionado para usos mais nobres na indústria química (como por exemplo, o uso farmacêutico e produção de plásticos especiais). É mais barato e mais seguro economizar um barril de petróleo do que tentar substituí-lo por outra matéria-prima.

Com um quilo de carvão gera-se 3kWh, essa mesma quantidade de óleo

produz 4 kWh, enquanto que, para o urânio tem-se a geração de 50.000 kWh (Rashad & Hammad, 2000).

Desenvolver novas tecnologias que sejam mais efetivas e eficientes e com menor dano ao meio ambiente é o desafio da sociedade do século XXI. Com relação aos recursos não renováveis é necessário que se pesquisem fontes alternativas e com eficiência igual ou superior ao destes combustíveis.

O Brasil assinou o Protocolo de Quioto, se comprometendo em não aumentar a emissão de gás carbônico, mas o governo, devido a necessidade de aumento da matriz energética, através do Plano Nacional de Oferta, está incentivando a construção de termelétricas a gás e geradores a diesel que aumentam a o efeito estufa (Villela & Silveira, 2007).

O desenvolvimento de novas tecnologias e o aprimoramento das fontes renováveis irão ampliar a duração dos recursos energéticos e poupar o meio ambiente. Hoje, a maior parte dos países desenvolvidos importa o petróleo para suprir a sua demanda. A geração de energia elétrica com recursos renováveis, tal como ocorre para a energia solar e para a eólica, tem um baixo rendimento e um custo mais elevado do que a obtida dos combustíveis fósseis. Com exceção do rendimento, o mesmo pode ser dito sobre a energia nuclear. Normalmente, isso é evidenciado pelo mercado, quando se busca comercializar formas mais limpas de geração. É interessante que quanto mais escassearem os combustíveis fósseis, maior será o aumento dos seus preços e, conseqüentemente, mais viáveis economicamente serão as fontes alternativas de energia e matéria-prima.

Com a conservação dos recursos não renováveis poupa-se o meio ambiente, gerando menos poluição: atmosférica, hídrica, térmica e do solo, reduzindo, assim, a contribuição para o aquecimento global e suas conseqüências. Atualmente, são gastos de dois a quatro anos para se abrir uma nova mina de carvão, dois a três anos para se construir uma usina de geração de energia por turbina a gás, cinco a sete anos para a construção de uma usina de geração de energia por combustão de carvão e nove a onze anos para se construir uma usina nuclear (Hinrichs & Kleinbach, 2003). Isto exige que medidas sejam tomadas com uma urgência maior do que a imaginada pelo senso comum.

Métodos de construção mais elaborados, que utilizem melhor a iluminação externa durante o dia, utilização de isolamento térmico diminuindo as trocas de energia com o meio ambiente, o aproveitamento do calor externo para

aquecimento de água e geração de energia residencial, são processos simples, mas têm que serem previstos nos projetos construtivos. Esses aproveitamentos têm que estar na consciência da sociedade que necessita de economia de energia, não só por motivos financeiros, mas por limitação de recursos.

A preocupação com o meio ambiente, tanto no âmbito de exploração destas fontes de energia, como na emissão de poluentes, vem ao encontro de estudos que possam servir de indicativo de como fazer com que estes caminhem juntos da forma mais harmoniosa, com o mínimo de prejuízo para ambos os lados. Um planejamento para integrar todo o processo de geração é algo importante e significativo para o meio ambiente, no âmbito global.

O fator que tem predominado na escolha da geração de eletricidade é a não emissão de Gases de Efeito Estufa. Outra questão é a geração de grande quantidade de energia por unidade ocasionando a concentração da potência instalada. Finalmente, outro aspecto relevante é a possibilidade de instalação próxima a centros consumidores, diminuindo, assim, também a perda de carga nas linhas de transmissão. Considerando-se somente essas três variáveis, a energia nuclear torna-se a mais adequada. Novas tecnologias estão sendo desenvolvidas para os reatores nucleares aumentando o seu rendimento, reutilizando o rejeito radioativo em outros tipos de usinas e as pesquisas com reatores de fusão estão em andamento. As usinas nucleares são mais atrativas nos locais onde há um rápido crescimento da demanda de energia, os recursos alternativos para a produção dela são escassos, o suprimento de energia garantido de energia é prioritário, e/ou onde é importante a redução da poluição atmosférica e da emissão dos gases de efeito estufa (Toth & Rogner, 2005).

Além disso, o Brasil possui a sexta maior reserva de urânio do mundo, o que nos possibilita manter um programa nuclear para geração de energia elétrica por quase meio século, contando com duas dezenas de usinas nucleares.

O total de prejuízos devidos aos graves acidentes no setor de energia é considerado pequeno em comparação com as catástrofes naturais, bem como quando comparado a poluição do ar causado pela geração de energia elétrica (Hirschberg, Burgherr, Spiekerman & Dones, 2004).

A resistência a implantação de usinas nucleares de potência tem sido cada vez menor, inclusive com a adesão de alguns dos principais opositores. Entre eles podemos citar o cientista britânico, James Lovelock, criador da Hipótese Gaia e

mais recentemente Patrick Moore, famoso ativista ambiental e um dos criadores do Greenpeace (Fonte nuclear, 2006).

Segundo o James Lovelock, um dos importantes nomes dos movimentos ambientalistas, a humanidade emite cerca de 27 bilhões de toneladas de CO₂ anualmente na atmosfera, para produzir a mesma quantidade de energia pelas usinas nucleares seriam gerados 2 milhões de vezes menos detritos, sem causar nenhum impacto ao meio ambiente (Nogueira, 2006). Patrick Moore vai mais além ao afirmar que “A energia nuclear é a única fonte de larga escala capaz de reduzir a emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa e, ao mesmo tempo, suprir a crescente demanda por energia elétrica do mundo” (Fonte nuclear, 2006).

Quando se fala em acidente nuclear, se pensa na quantidade de pessoas que morrerão de câncer, nos animais que são contaminados, em fauna e flora com mutações genéticas. Mas se a compararmos a sua probabilidade de ocorrência com a de outros acidentes, veremos que o risco não é tão significativo, o que falta são maiores esclarecimentos sobre o que é energia nuclear. Quando um navio petroleiro derrama óleo no mar, os impactos na fauna e na flora marinha são muito graves; indústrias químicas, que por acidente derramam produtos tóxicos em um rio, afetam a fauna e flora associadas ao curso d'água, algumas vezes de forma irreversível. Além das populações que dependem da água do mesmo para seu abastecimento.

O Brasil possui programas de incentivo ao uso de fontes renováveis de energia, como o PROINFA e de combate ao desperdício de energia, como o PROCEL. Segundo o Ministério de Minas e Energia – MME, hoje para cada kW de energia elétrica acrescido à produção nacional, existem mais kW provenientes dos programas de economia de energia. Embora existam limites para a economia, é importante saber que um programa de conscientização torna possível estender a vida útil das principais fontes geradoras de energia elétrica, pela simples economia da matéria-prima.

O PROINFA é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O Programa, coordenado pelo MME, estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW originado em cada tipo de fonte (Eletrobrás, 2006).

O governo federal, em 1985, lançou o PROCEL, que é um programa de combate ao desperdício. As metas de longo prazo do PROCEL estão consignadas no Plano 2015. Prevêem uma redução de demanda da ordem de 130 bilhões de kWh em 2015, evitando a instalação de 25.000 MW (cerca de duas usinas de ITAIPU). O ganho líquido para o País será de 34 bilhões de reais (Eletrobrás, 2006).

Deve estar previsto o uso racional da biomassa, pois esta fonte de geração de energia, implica no consumo de grandes quantidades de água e na imobilização de áreas agricultáveis que também poderiam ser usadas para a produção de alimentos.

É inegável que possuir uma matriz energética a mais diversificada possível deve ser o objetivo de qualquer política que busque a menor vulnerabilidade. Porém, os aspectos ambientais é que têm predominado no momento de se decidir por qualquer uma das formas de geração de eletricidade. Pode ser dito que a energia mais cara e mais poluidora será sempre aquela que não se possui. E por sua ausência estar associada a pobreza da população, esta é uma das principais razões que impedem o desenvolvimento de uma nação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo 1990 - 1999**. BRASIL, 2001.

ALMEIDA, A. T.; MOURA, P. S.; MARQUES, A. S.; ALMEIDA, J. L.. **Multi-impact evaluation of new medium and large hydropower plants in Portugal centre region**. Renewable & Sustainable Energy Reviews. N° 6, pg. 149-167. 2005.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas**. Recife, 2003.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informação de Geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/15.htm> , acesso em 22/09/2006.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica**. 2º Edição. Disponível em: http://www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm, acesso em 30 de setembro de 2006.

AQUINO, A.R.; VIEIRA, M. M. F.. **Problemas e soluções da energia nuclear**. Scientific American Brasil. Ano 2, N° 21, pg. 20. 2004.

AYRES, R. U.; TURTON, H.; CASTEN, T.. **Energy efficiency, sustainability and economic growth**. Energy. N° 32, pg. 634-648. 2007.

BENEMANN, J. **The use of glass in a solar applications, Sun at Work in Europe**. vol. 9, nº 3, sept., 1994 [An interesting account of the production of large-scale mirrors].

BOND, A.; PALERM J.; HAIGH, P.. **Public participation in EIA of nuclear power plant decommissioning projects: a case study analysis**. Environmental Impact Assessment Review. N° 24, pg. 617-641. 2004.

BOYLE, G. **Renewable energy: power for a sustainable future**. Ed. Oxford. 2° edition. London, United Kingdom, 2004.

BURAN, B.; BUTLER, L.; CURRANO, A.; SMITH, E.; TUNG, W.; CLEVELAND, K.; BUXTON, C.; LAM, D.; OBLER, T.; RAIS-BAHRAMI, S.; STRYKER, M.; HEROLD, K.. **Environmental benefits of implementing alternative energy technologies in developing countries**. Students Using Renewable Energy (S.U.R.E.), Department of Mechanical Engineering, Gemstone Program, University of Maryland, College Park, MD 20742, USA. 11 January 2003.

CAMERON, M.. **Solar Generation: a sustainable energy future**. Chief Executive of the European Photovoltaic Industry Association. 2002.

CAPOBIANCO, J. P. R.; WHATELY, M.. **Ameaças e Perspectivas para o maior reservatório de água da Região Metropolitana de São Paulo**. Instituto sócioambiental. São Paulo, 2002.

CAPRILES, R.. **Meio Século de Lutas: Uma Visão Histórica da Água**. Disponível em:

<http://www.ambientebrasil.com.br/composer.php3?base=./agua/doce/index.html&conteudo=./agua/doce/artigos/historico.html> , acesso em 08/08/2006.

CARVALHO, P.. **Geração eólica**. 1º ed., Fortaleza, CE. Imprensa Universitária, 2003.

CENANO, M. C.. **Mudanças climáticas, o protocolo de Quioto e mercado de carbono**. Disponível em:

http://cepea.esalq.usp.br/pdf/protocolo_quioto.pdf#search=%22protocolo%20de%20quioto%22 acesso em: 19/09/2006.

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA – CBEE. **Eólica**. Disponível em: <<http://www.eolica.com.br>>, acesso em 17 de agosto de 2004 às 17:26 hs.

CENTRO DE PREVISÃO DO TEMPO E ESTUDOS CLIMÁTICOS – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC-INPE). **Cenário e contexto**. Disponível em: <http://www.cptec.inpe.br/swera/det/det_cena.html>, acesso em 14 de dezembro de 2004 às 16:00 hs.

CENTRO TECNOLÓGICO DA MARINHA EM SÃO PAULO. **O que é usina nuclear?** Disponível em: <<http://www.ctmsp.mar.mil.br/usinas.htm>>, acesso em 14 de dezembro de 2004 às 14:20 hs.

CHALFIN, J.; SCHORR M.M.. **Gás turbine emissions approaching zero NOx – Is it worth the price?, proceedings of the American Power Conference**. Pág. 483-490, 1999.

COELHO, S. T.; PALETTA, C. E. M.; FREITAS, M. A. V.. **Medidas mitigadoras para a redução de emissões de gases de efeito estufa na geração termelétrica**. Ed. Dupligráfica. Brasília, 2000.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA – CSPE. **Usinas termelétricas de pequeno porte no estado de São Paulo**. 2º edição. Ed. Páginas e letras editora e gráfica. São Paulo, 2004.

CGTEE – COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA,. **UTE Presidente Médici**. Disponível em:

http://www.cgtee.gov.br/content/unidades/ute_presidente_medici.php>, acesso em 10/09/2006.

CGTEE – Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica. **Ciclo térmico**. Disponível em: http://www.cgtee.gov.br/content/curiosidades/ciclo_de_resfriamento.php, acesso em 25/09/2006.

CULTURA BRASIL. **Revolução Industrial**. Disponível em: <http://www.culturabrasil.pro.br/revolucaoindustrial.htm>, acesso em 26 de agosto de 2004 às 17:02 hs.

DE ARAÚJO, M.S.M.; DE FREITAS, M.A.V.. **Acceptance of renewable energy innovation in Brazil – case study of wind energy**. Renewable & sustainable energy reviews. 2006.

DENNY, E.; O'MALLEY, M.. **Impact of increasing levels of wind generation in electricity markets on emissions reduction**. 2005.

DIAS LEITE, A.. **A energia do Brasil**. Nova Fronteira. Rio de Janeiro, 1997.

DTI. **New and Renewable Energy: Prospects in the UK for the 21st Century – Supporting Analysis, ETSU-R122**, Department of trade and Industry. 1999.

DW-WORLD.DE, DEUTSCHE WELLE. **1973: Crise do petróleo pára o trânsito na Alemanha**. Disponível em: <http://www.dw-World.de/dw/article/0,2144,681185,00.html> acesso em 21/8/2006.

ELETROBRÁS. **Energia Elétrica no Brasil: Breve Histórico (1880-2001)**. Memória da Eletricidade, 2001.

ELETRONUCLEAR. **Ciclo do combustível nuclear**. Disponível em: www.eletronuclear.gov.br/pdf/sbreat.pdf, acesso em 01 de outubro de 2006.

EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA – EMAE. Usina Hidrelétrica Henry Borden. Disponível em: <http://www.emaee.sp.gov.br/henryborden.htm>, acesso em 15/12/2006.

ESTIF. **Sun in action II – A Solar Thermal Strategy for Europe**, European Solar Thermal Industry Federation, April, 2003. Downloadable from www.estif.org [accessed 15/11/2003]

European Wind Energy Association – EWEA. **Wind Energy and the Environment**. Disponível em: [http://www.ewea.org/index.php?id=209&no_cache=1&sword_list\[\]=COST](http://www.ewea.org/index.php?id=209&no_cache=1&sword_list[]=COST), acesso em 24/08/2006.

FARRET, F. A.. **Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica**. Ed. UFSM. Santa Maria, 1999.

FEARNSIDE, P.. **Brazil's Samuel Dam: lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia**. Environment Management. 2005.

FESENKO, S.V.; ALEXAKHIN, R. M.; GERAS'KIN, S. A.; SANZHAROVA, N. I.; SPIRIN, Y. V.; SPIRIDONOV, S. I.; GOTARENKO, I. A.; STRAND, P.. **Comparative radiation impact on biota and man in the area affected by the accident at the Chernobyl nuclear power plant.** Journal of Environmental Radioactivity. N° 80, pg. 1-25. 2005.

FINOTTI, P.. **Energia nuclear de heroína a vilã.** Disponível em: <http://www.jornaldomeioambiente.com.br/JMA-Cadernos/Energia.asp> Acesso em 14/04/2006.

FONTE NUCLEAR. **Ambientalista defende o uso da energia nuclear para combater o efeito estufa.** Ano 11, n°6. Abr, 2006.

FROIS, B.. **Advances in nuclear energy.** Nuclear Physics A. N° 752, pg. 611c-622c. 2005.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Relatório Anual 2003.** Brasil, 2004.

GAGNON, L.; BÉLANGER C.; UCHIYAMA, Y.. **Life-cycle assessment of electricity generation options: the status of research in year 2001.** Energy Policy. N° 30, pg. 1267-1278. 2002.

GÁS E ENERGIA. **Como funciona uma termelétrica com turbina a gás.** Disponível em:

<<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/energia/comofunciona.jsp>>, acesso em 13 de dezembro de 2004 às 20:45 hs.

GOMES NETO, E. H.. **Hidrogênio, evoluir sem poluir.** Ed. Brasil H2 Fuel Cell Energy. Curitiba, 2005.

GÓRALCZYK, M.. **Life-cycle assessment in the renewable energy sector.** Applied Energy. N° 75. 2003.

GREEN, C.; BAKSI, S.; DILMAGHANI, M.. **Challenges to a climate stabilizing energy future.** Energy Policy. N° 35, pg. 616-626. 2007.

HANNUM, W. H.; MARSH, G. E.; STANFORD, G. S.. **Lixo nuclear.** Scientific American, ano 4, n° 46. Mar, 2006.

HENDERSON, W.O.. **A revolução industrial. 1780 – 1914.** Ed. Da Universidade de São Paulo. São Paulo, 1979.

HERZOG, H.J.; GOLOMB, D. **Carbon Capture and storage from fossil fuel use.** Encyclopedia of Energy. Vol.1. 2004.

HINRICHS, R.A.; KLEINBACH, M.. **Energia e Meio Ambiente.** Pioneira Thomson. São Paulo, 2003.

HIRSCHBERG, S.; BURGHERR, P.; SPIEKERMAN, G.; DONES, R.. **Severe accidents in the energy sector: comparative perspective**. Journal of Hazardous Materials. Nº 111, pg. 57-65. 2004.

HOBSBAWN, E. J.. **A era das revoluções: Europa 1789-1848**. 2ª edição. Ed. Paz e terra. Rio de Janeiro, 1979.

INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. **A energia nuclear**. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br/aenuclear.asp>> acesso em 14 de dezembro de 2004 às 14:40 hs.

INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. **Ciclo do combustível nuclear**. Disponível em: < <http://www.inb.gov.br/ciclo/ciclo.asp>>, acesso em 02 de outubro de 2006.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, IBGE. **Brasil: 500 anos de povoamento**. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/brasil500/index2.html>, acesso em 01 de setembro 2006.

INSTITUTO DE ESTUDOS AVANÇADOS. **Combustíveis fósseis**. Disponível em: <<http://www.ieav.cta.br/hpenu/b/yuji/fosseis.html>>, acesso em 06 de novembro de 2004.

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES – IPEN. **Centro do Combustível Nuclear**. Disponível em: <http://ipen.br/ccn/index.html>, acesso em 01 de outubro de 2006.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY – IAEA. **Decommissioning of nuclear facilities: decontamination, desassembly and waste management**. Technical Report Series Nº 230. Vienna: International Atomic Energy Agency. 1983.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY – IAEA. Disponível em: <www.iaea.org>, acesso em 02 de dezembro de 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. Disponível em: <www.iea.org>, acesso em 28 de maio de 2006.

ISHIGURO, Y.. **A energia nuclear para o Brasil**. Makron Books. São Paulo, 2002.

JAWOROWSKI, Z.. **Chernobyl, the fear of the unknown**. Int. J. Low Radiation. Vol. 3 Nº 4. 2006.

KATO, S.; WIDIYANTO, A.. **Environmental impact consolidated evaluation of energy systems by an LCA-NETS scheme**. Energy. Nº 30, pg. 2057-2072. 2005.

KHOO, H. H.; TAN, R. B. H.. **Environmental impact evaluation of conventional fossil fuel production (oil and natural gas) and enhanced resource recovery with potential CO₂ sequestration**. Energy & Fuel. Nº 20, pg. 1914-1924. 2006.

KREVELEN, D. W. V.. **Coal. Tipology, physics, chemistry, constitution.** Elsevier, 1º edição. Netherlands, 1993.

LEITE, R. C. C.; SILVA, C. G.. **Energia para o Brasil: um modelo de sobrevivência.** Ed. Expressão e cultura. Rio de Janeiro, 2001.

LEYLAND, B.. **Large Dams: Implications of immortality.** Water Power & Dam Construction. Fev, 1990.

LINDBERG, K.; PROVORSE, B.. **Coal: a contemporary energy story.** Mc Graw-Hill. New York, 1980.

LINDBORG, T.; LINDBORG, R.; LÖFGREN, A.; SÖDERBÄCK, B.; BRADSHAW, C.; KAUTSKY, U.. **A strategy for describing the biosphere at candidate sites for repositories of nuclear waste: linking ecosystem and landscape modeling.** Ambio. Vol. 35, Nº 8, pg. 418-423. 2006.

LOPEZ, J. L.; MANDUJANO, C.. **Estimation of the impact in the air quality by the use of clean fuels (fuel oil versus natural gás).** Catalysis Today. Nº 106. 2005.

LORA, E.E.S.; NASCIMENTO, M.A.R.. **Geração Termelétrica: planejamento, projeto e operação.** Vols 1 e 2. Ed. Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

MARIANO, J. B.; ROVERE, E. L.. **Aspectos ambientais da operação de usinas térmicas movidas a gás natural.** XI congresso Brasileiro de Energia e I Seminário Brasileiro de Inovação Tecnológica no setor energético, 16-18 de agosto de 2006. Anais 2006. Rio de Janeiro. 1 CD-ROM.

MEDEIROS, A. L. **Geração de energia elétrica e sistemas alternativos.** Brasil, 2000. Disponível em:
<http://www.geocities.com/electricaltechnology/papers/gereelsa.html>, acesso em 11 de outubro de 2004 às 16:53 hs.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. **Ciclo de palestras: “A eletrobrás e a história do setor de energia elétrica no Brasil”.** Brasil, 1995

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2005.** Brasil, 2005.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Meio ambiente Rio-92.** Disponível em:
<http://www.mre.gov.br/cdbrasil/itamaraty/web/port/relext/mre/agintern/meioamb/index.htm> , acesso em 10/09/2006.

MONTENEGRO, A. A.. **Fontes não convencionais de energia: as tecnologias solar, eólica e de biomassa.** 3º ed. Florianópolis, SC: UFSC/Labsolar, 2000.

MUYLAERT, M. S.; PEREIRA, A. S.; ROSA, L. P.; FREITAS, M. A. V.; MIGUEZ, J. D. G.. **Consumo de energia e aquecimento do planeta**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2001.

NEIVA, J.. **Conheça o petróleo**. 5ª edição. Editora Ao livro técnico S.A. Rio de Janeiro, 1986.

NOGUEIRA, Pablo. **A energia Nuclear pode ser verde?** Galileu, n° 179, págs 42-47, junho, 2006. São Paulo, 2006.

NORTON, B.; EAMES, P. C.; LO, S. N. G.. **Full-energy-chain analysis of greenhouse gas emissions for solar thermal electric power generations systems**. Renewable energy. N° 15, pg. 131-136. 1998.

NOVAES, E. S.. **Antecedentes**. Disponível em: <http://www.mre.gov.br/CDBRASIL/ITAMARATY/WEB/port/meioamb/agenda21/anted/index.htm>> Acesso em 10/09/2006.

PALANCAR, M. C.; ARAGÓN, J. M.; SÁNCHEZ, F.; GIL, R.. **Effects of warm water inflows on the dispersion of pollutants in small reservoirs**. Journal of Environmental Management. N° 81, pg. 210-222. 2006.

PEINKE, J.; BARTH, S.; BOTTCHER, F.; HEINEMANN, D.; LANGE, B.. **Turbulence, a challenging problem for wind energy**. Physica A n° 338, pág. 187 – 193. For Wind Center for Wind Energy Research. Institute of Physics, Carl-von-Ossietzky University. Oldenburg, Germany. 2004.

PETROBRÁS S/A. **História**. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame.asp?pagina=/Petrobras/portugues/noticias/index.htm>, acesso em 10/09/2006.

PETROBRÁS S/A. **Espaço conhecer**. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp> acesso em 24/09/2006.

PETROBRÁS S/A. **Plataformas**. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/portal/frame.asp?pagina=/Petrobras/portugues/plataforma/pla_aguas_profundas.htm, acesso em 24/09/2006.

RASHAD, S. M.; HAMMAD, F. H.. **Nuclear power and environment: comparative assessment of environment and health impacts of electricity-generating systems**. Applied Energy. N° 65, pg. 211-229. 2000.

REIS, L. B.. **Geração de energia elétrica: Tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**. Ed. Manole. São Paulo, 2003.

REIS, L.B.; SILVEIRA, S.. **Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável**. 2ª ed.. Edusp. São Paulo, 2001.

SALVARLI, H.. **Some aspects on hydraulic energy and environment in Turkey**. Energy Policy. Nº 34. pg. 3398-3401. 2006.

SCHLAICH, J.. **The Solar Chimney – Electricity from the Sun**. Edition Axel Menges, Stuttgart, 1995.

SIEMENS. A Origem da Siemens: Biografia de Werner Von Siemens. Disponível em:

http://www.siemens.com.br/templates/coluna1.aspx?channel=6424&channel_prioridade=6422, acesso em: 22/11/2006.

SOUZA, R. G. de. **Petróleo: Histórias das descobertas e o potencial brasileiro**. Ed. Muiraquitã. Niterói, RJ, 1997.

SOUZA, Z., FUCHS, R.D., SANTOS, A.H.M.. **Centrais hidro e termelétricas**. Ed. Edgard Blücher Ltda. São Paulo, 1990.

TIOSAN.COM. Turbina hidráulica. Disponível em:

http://enciclopedia.tiosam.com/enciclopedia/enciclopedia.asp?title=Turbina_hidraulica, acesso em 22/09/2006.

TOTH, F. L.; ROGNER, H.. Oil and nuclear power: past, present, and future. Energy Economics. 2005.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP - Estação ciência. **Energia, desenvolvimento e problemas ambientais**. Disponível em: <<http://www.eciencia.usp.br/exposicao/gepeq/desenvolvimento.htm>>, acesso em 12 de outubro de 2004 às 18:52 hs.

VARGAS, M.. **História da construção hidroelétrica no Brasil**. Engenharia, revista do instituto de engenharia, nº 505. São Paulo, 1994.

VILLELA, I. A. C.; SILVEIRA, J. L.. **Ecological efficiency in thermoelectric power plants**. Applied Thermal Engineering. Nº 27, pg. 840-847. 2007.

VOGT, C.. COMCIÊNCIA. **História do petróleo no Brasil**. Disponível em: <http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet06.shtml> acesso em 15/03/2006.

WIJAYATUNGA, P. D. C.; FERNANDO W. J. L. S.; SHRESTHA, R. M.. **Impact of distributed and independent power generation on greenhouse gas emissions: Sri Lanka**. Energy Conversion & Management. Nº 45, pg. 3193-3206. 2004.

YEGULALP, T. M.; LACKNER, K.S.; ZIOCK, H.J.. **Ini. J. Surf. min. Reclam. Environ**. Nº 15, pg. 52-68. 2001.