



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia **2030**



2006 - 2007



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903
Brasília – DF
Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003
Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199
www.epe.gov.br

Catálogo na Fonte
Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília : MME : EPE, 2007.

12 v. : il.

Conteúdo: v. 1. Análise retrospectiva – v. 2. Projeções – v. 3. Geração hidrelétrica – v. 4. Geração termelétrica a partir de Petróleo e derivados – v. 5. Geração termelétrica a partir do gás natural – v. 6. Geração termelétrica a partir do carvão mineral – v. 7. Geração termonuclear – v. 8. Geração termelétrica a partir da biomassa – v. 9. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes – v. 10. Combustíveis líquidos – v. 11. Eficiência energética – v. 12. Transmissão.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Fonte alternativa de energia. 3. Plano Nacional de Energia Elétrica. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.

CDU 621.3(81)“2030” : 338.28

Plano Nacional de Energia

2030

Geração de Energia Elétrica a partir de Outras Fontes

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Francisco Romário Wojcicki

Iran de Oliveira Pinto

Paulo Altaur Pereira Costa

Departamento de Planejamento Energético

Diretor

Iran de Oliveira Pinto

Consultores

Albert Cordeiro Geber de Melo – CEPEL

Altino Ventura Filho – MME

Antônio Carlos Tatit Holtz – MME

Maria Elvira Piñeiro Maceira – CEPEL

Equipe Técnica

Adriano Jeronimo da Silva

Andrea Figueiredo

Artur Costa Steiner

Christianly Salgado Faria

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Flávia Xavier Cirilo de Sá

Gilberto Hollauer

Jarbas Raimundo de Aldano Matos

João Antônio Moreira Patusco

John Denys Cadman

José Luiz Scavassa

Osmar Ferreira do Nascimento

Renato Augusto Faria de Araújo

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Vanessa Virgínio de Araújo

Equipe de Apoio

Gilda Maria Leite da Fonseca

Leonardo Rangel de Melo Filardi

Maria Soares Correia

Maurílio Amaro de Souza Filho

Coordenação Editorial

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa

Equipe Editorial

Alex Weiler Magalhães

Ana Klea Sobreira de Moraes

Carlos Teixeira da Silva

Daniele de Oliveira Bandeira

Eduardo Gregório

Paulo Alfredo Perissin

Rafael Santiago de Carvalho

Departamento de Desenvolvimento Energético

Diretora

Laura Porto

Coordenação Geral

Alexandre Ramos

Augusto Machado

Ceres Cavalcanti

Samira Sousa

Assessores

João Luís Tedeschi

José Antonio Sales de Melo

Departamento de Outorgas de Concessões, Permissões e Autorizações

Diretor

Sidney do Lago Júnior

Equipe Técnica

Celso Luiz Fioravanti dos Santos

Dirceu Bonecker de Souza Lobo Júnior

Gilberto Aristeu Beltrame

Jefferson Chaves Boechat

José Carlos Vilela Ribeiro

Maurício de Oliveira Abi-chahin

Ticiane de Freitas Sousa

Willian Rimet Muniz

Impresso na Gráfica da Eletrobrás



Apresentação

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030 tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas.

O PNE é composto de uma série de estudos que buscam fornecer insumos para a formulação de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis. Estes estudos estão divididos em volumes temáticos cujo conjunto subsidiará a elaboração do relatório final do PNE.

Este volume, cujo tema é Outras Fontes Renováveis, é resultado do conjunto de cinco notas técnicas, fruto de trabalhos contratados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao MME.

Na concepção do referido plano, bem como para os aperfeiçoamentos necessários e, sobretudo, para garantir os melhores resultados possíveis, foram realizadas no MME apresentações dos estudos preliminares através de seminários públicos, assegurando a efetiva participação dos agentes setoriais e da sociedade no processo de planejamento.

Foram realizados nove seminários cujo cronograma se vinculava ao estágio de desenvolvimento dos estudos temáticos do PNE 2030. O primeiro seminário ocorreu em abril de 2006 e o último em novembro do mesmo ano. O seminário de Outras Fontes Renováveis ocorreu no dia 27 de abril de 2006, e as contribuições realizadas neste seminário foram, na medida de sua pertinência, incorporadas nos trabalhos desenvolvidos de que trata este volume.

O presente volume encontra-se dividido em quatro Notas Técnicas enumeradas a seguir:

1. Avaliação do potencial de outras fontes como recurso energético;
2. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes: caracterização técnico-econômica;
3. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes: potencial de geração; e
4. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes: avaliação dos impactos socioambientais.

A nota técnica “Avaliação do potencial de outras fontes como recurso energético” tem como objetivo analisar os principais aspectos relacionados com a produção de energia elétrica, a partir de fontes renováveis como a energia eólica, solar e do mar, visando caracterizar a viabilidade de utilização dessas fontes no Brasil, bem como avaliar a disponibilidade das mesmas.

A nota técnica “Geração de energia elétrica a partir de outras fontes: caracterização técnico-econômica” foca no aspecto técnico e econômico da geração de energia elétrica a partir de outras fontes, tais como: características técnicas e operacionais das usinas, caracterização dos custos envolvidos nesse tipo de geração e avaliação econômica dessa geração.

A nota técnica “Geração de energia elétrica a partir de outras fontes: potencial de geração”

tem por objetivo apresentar o potencial de geração elétrica a partir de outras fontes de modo a subsidiar as análises da viabilidade técnico-econômica de expansão do uso desse energético como alternativa para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil.

Finalizando este volume, a nota técnica “Geração de energia elétrica a partir de outras fontes: avaliação dos impactos socioambientais” objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de outras fontes para a produção de energia elétrica.

Ressalta-se que a nota técnica “Outras fontes na matriz: avaliação da participação” integrará um outro volume do PNE 2030.

Como auxílio à elaboração destas notas técnicas, que compõem um dos estudos da oferta de energia que subsidiarão a elaboração do PNE 2030, a EPE promoveu, no seu escritório central, uma série de reuniões temáticas entre os meses de fevereiro e março de 2006. Em cada reunião tomavam assento especialistas, estudiosos e profissionais reconhecidamente competentes em relação ao tema objeto da reunião. No dia 22 de fevereiro teve lugar o tema “Outras Fontes Renováveis”, e foram convidados os senhores: Albert Cordeiro G. de Melo – CEPEL; Carlos Roberto Silvestrin – COGEN; Laura Porto – SPE/MME; Luciano Basto de Oliveira – EPE; Onório Kitayama – UNICA; e Osvaldo Stella Martins – CENBIO; Pedro Villalobos – COPPE/UFRJ. Os depoimentos e os esclarecimentos colhidos nessa reunião foram especialmente importantes, seja por sua relevância intrínseca, dada qualificação dos profissionais convidados, seja por sua atualidade.

Tal processo despendeu esforço de um sem número de profissionais, estudiosos e interessados no tema e, ainda que tais esforços cumpram com seu objetivo, como todo trabalho de natureza complexa, cíclica e, necessariamente, vinculada a um horizonte temporal, o PNE e seus estudos correlatos estão sujeitos a atualizações e aperfeiçoamentos, sendo necessário refazê-los periodicamente.

Assim, com a publicação deste volume, o Ministério de Minas e Energia busca apresentar à sociedade o resultado de estudos que constituem a gênese de um processo que culminará com a publicação do Plano Nacional de Energia – 2030, este que é uma das principais formas de materialização do planejamento energético de longo prazo brasileiro que, paulatinamente, caminha rumo a uma mais intensa e efetiva participação da sociedade em sua elaboração.





SUMÁRIO GERAL

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE OUTRAS FONTES COMO RECURSO ENERGÉTICO	11
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE OUTRAS FONTES: POTENCIAL DE GERAÇÃO	61
GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DE OUTRAS FONTES: CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA.....	93
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE OUTRAS FONTES: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS	159

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Amaro Olímpio Pereira Junior
Marina Elisabete Espinho Tavares

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE OUTRAS FONTES COMO RECURSO ENERGÉTICO

SUMÁRIO

1.	Introdução	13
2.	Energia eólica	14
2.1.	Introdução	14
2.2.	Estudos do potencial eólico no Brasil.....	15
2.3.	Regimes de vento no Brasil	19
2.4.	Potencial de geração	23
2.5.	Aspectos econômicos do aproveitamento eólico.....	25
2.6.	A questão ambiental	27
3.	Energia solar.....	28
3.1.	Aspectos técnicos dos levantamentos dos recursos energéticos	31
3.2.	Aproveitamento da energia solar	32
3.3.	A questão ambiental	34
3.3.1.	Aproveitamento heliotérmico	35
3.3.2.	Aproveitamento fotovoltaico	36
4.	Energia do mar.....	36
4.1.	Energia das marés e correntes marinhas.....	36
4.2.	A maré e as correntes de maré – aspectos gerais.....	37
4.3.	As correntes marinhas – aspectos gerais.....	44
4.4.	Aproveitamento da energia potencial das marés.....	46
4.5.	Aproveitamento da energia cinética de marés e correntes oceânicas.....	48
4.6.	As ondas – aspectos gerais.....	51
4.7.	Aproveitamento da energia das ondas	51
5.	Considerações finais.....	56
6.	Referências bibliográficas	58

1. Introdução

O Brasil é um país privilegiado em termos de disponibilidade de recursos naturais renováveis para o aproveitamento energético. Dentre eles, pode-se destacar os recursos hídricos, cujo aproveitamento possibilita a oferta de mais de 90% da geração de eletricidade no país. A biomassa também desempenha um papel importante, não somente no setor elétrico, mas também na oferta de combustíveis como o Álcool.

Estas características fazem com que o Brasil tenha uma matriz energética limpa em comparação com outros países. Para se ter uma idéia, enquanto a participação dessas fontes na produção mundial de energia primária é de 13,5% (incluindo a energia hidráulica), no Brasil, corresponde a 47,8%. Na geração de energia elétrica, a participação das fontes renováveis é ainda maior, 87%, sendo a hidreletricidade 82,8%. No mundo, as renováveis representam 18,2% da produção de energia elétrica, sendo 16,3% de hidrelétricas (MME/EPE, 2005).

No entanto, para atender a crescente demanda de energia, mantendo esta vantagem comparativa de ter uma matriz energética limpa nos próximos anos, é necessário analisar a disponibilidade de tais recursos, levando em consideração as perspectivas de penetração de fontes não renováveis, e tomar iniciativas que permitam o desenvolvimento das tecnologias renováveis. Este parece ser o caso, pois o país tem dado sinais de comprometimento com a manutenção de uma grande participação de renováveis na matriz energética, tanto que instituiu através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Tal iniciativa tem como objetivos principais a diversificação das fontes de geração de energia elétrica, de forma a aumentar a segurança no abastecimento; a valorização das características e potencialidades regionais e locais, com criação de emprego, capacitação e formação de mão-de-obra; e a redução das emissões de gases de efeito estufa. Para isso, estabeleceu como meta, em uma primeira fase, a implantação de 3.300 MW de capacidade instalada de centrais eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), igualmente divididos entre as referidas fontes.

Em uma perspectiva de longo prazo, no âmbito do Plano Nacional de Energia (PNE 2030), foram realizados estudos sobre a disponibilidade de recursos naturais, sobre o potencial dessas fontes para uso energético, sobre as tecnologias de aproveitamento de tais recursos, bem como, a sua economicidade, sempre destacando as vantagens e restrições socioambientais associadas ao uso de cada fonte.

No caso específico desta nota técnica, o objetivo é fazer o levantamento das fontes renováveis disponíveis para geração elétrica, de forma a dar subsídios a análise da viabilidade da expansão do aproveitamento de tais recursos no Brasil, no horizonte de tempo considerado no PNE 2030, destacando a forma avaliação da disponibilidade, além das vantagens e restrições ambientais associadas a tais aproveitamentos. O foco deste trabalho será na energia solar, na eólica e na energia das ondas e marés, a biomassa é tratada em nota técnica específica e as pequenas centrais hidrelétricas são tratadas na nota técnica de aproveitamento hidrelétrico.

2. Energia eólica

■ 2.1. Introdução

O Brasil, devido a sua imensa extensão territorial, apresenta várias regiões com características que favorecem bastante o aproveitamento eólico, não somente para a geração elétrica, mas também para outras aplicações, como a navegação marítima e aeronáutica, bombeamento de água, agricultura, entre outras. Para não desperdiçar tal recurso natural, renovável, é fundamental o conhecimento do comportamento do vento, especialmente, a sua velocidade e a sua direção.

A geração de energia elétrica a partir dos ventos ocorre pelo contato deste com as pás do cata-vento, dando origem as forças de sustentação e de arrasto, que transferem energia ao rotor do aerogerador. A quantidade de energia transferida é função da densidade do ar, da área coberta pela rotação das pás e da velocidade do vento, conforme demonstrado por Da Silva (2006) nas equações que se seguem:

$$P = \frac{1}{2} m.v^2$$

onde,

P = potência do vento, em W;

m = massa, em kg; e

v = velocidade do vento, m/s.

sendo a massa de ar que atravessa com velocidade v expressa por:

$$m = \rho.A.v.t$$

onde,

ρ = massa específica do ar, em kg/m³;

A = área da seção transversal que intercepta o fluxo de ar, em m²; e

t = tempo, em s.

A massa específica do ar é função da pressão e da temperatura do ar, que por sua vez, variam com a altitude. Sendo assim, pode-se dizer que:

$$\rho = P_0 / (R.T) \exp(-g.z/RT)$$

onde,

P_0 = pressão atmosférica padrão ao nível do mar, em kg/m²;

R = constante específica do ar, em J/kmol;

T = temperatura, em K;

g = aceleração da gravidade, em m/s²; e

z = altitude, m.

Combinando as duas primeiras equações, tem-se:

$$P = \frac{1}{2} A \cdot t \cdot \rho \cdot v^3$$

A partir dessas equações, pode-se perceber que a potência da saída das turbinas eólicas varia na forma direta e proporcional ao cubo da velocidade. Assim, conforme destaca Da Silva (2006), a variação de uma unidade na velocidade do vento implica em um aumento do cubo da potência disponível. Dessa maneira, a avaliação técnica do potencial eólico exige um conhecimento bem detalhado do comportamento do vento.

Os dados relativos ao comportamento do vento, que auxiliam na determinação do potencial eólico da região, são relativos à intensidade da velocidade e à direção do vento. Para obter esses dados, é necessário também analisar os fatores que influenciam o regime dos ventos na localidade do empreendimento. Dentre eles, pode-se citar o relevo, a rugosidade do solo e outros obstáculos distribuídos ao longo da região.

De acordo com Dutra (2004), os dados de comportamento dos ventos, no Brasil, atualmente, apresentam valores médios anuais, sazonais, mensais, médias diárias, horárias e, até mesmo, médias de 10 minutos. Estas informações são importantes, porém, para determinação do potencial eólico para geração elétrica, é necessária a análise desses dados durante vários anos.

Dessa maneira, vários esforços têm sido feitos para construção de inventários do potencial eólico brasileiro. Entretanto, a disponibilidade de estações anemométricas no país é insuficiente para cobrir todo o território nacional, fato que, aliado ao crescimento demográfico e à alteração da vegetação no entorno das estações, fez com que os dados utilizados para fins de avaliação do potencial eólico fossem perdendo a representatividade (Dutra, 2004). Este problema só foi superado com o desenvolvimento do software de modelagem dos ventos de superfície (MesoMap), que simula a dinâmica atmosférica dos regimes dos ventos e das variáveis meteorológicas correlatas, a partir de amostras representativas de dados de pressão atmosférica. O sistema inclui, ainda, condicionantes geográficos, como o relevo, a rugosidade induzida por classes de vegetação e por uso do solo, interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera, incluindo os efeitos do vapor d'água.

■ 2.2. Estudos do potencial eólico no Brasil

Segundo Amarante et alii (2001), os primeiros dados anemométricos medidos no Brasil, nos anos 1970, mostravam velocidades médias anuais da ordem de 4m/s a 10m de altura. Esses números já indicavam a viabilidade técnica do aproveitamento eólico com equipamentos de pequeno porte para sistemas isolados e apontavam o litoral do Nordeste e o arquipélago de Fernando de Noronha como sítios mais promissores para a geração eólio-elétrica.

Outras iniciativas foram implementadas ao longo da década de 1980, com destaque para os estudos de mapeamento eólico nos estados de Minas Gerais e Rio Grande do Sul, além do inventário do potencial eólico do Nordeste realizado pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Os dados deste último estudo foram processados pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB) e publicados em sumários e mapas de isolinhas para velocidades a 10m de altura.

O primeiro Atlas eólico nacional só foi publicado em 1988 e, através de um mapeamento por isolinhas das

velocidades em altura de 10m, possibilitou identificar locais com velocidades médias anuais entre 5 e 6 m/s. Este trabalho indicou a tendência de velocidades maiores de vento no litoral brasileiro e também em áreas no interior favorecidas pelo relevo e pela baixa rugosidade.

Esses estudos, entretanto, foram prejudicados, porque consideravam somente a velocidade do vento abaixo de alturas de 10m. Dessa maneira, a maioria dos dados anemométricos era mascarada pela rugosidade e obstáculos próximos, além não serem, necessariamente, representativos das áreas geográficas onde os equipamentos anemométricos estavam instalados.

Somente a partir da década de 1990, as medições começaram a ser feitas em alturas superiores a 20m. Um estudo da CHESF apresentou, em 1996, um potencial de geração 9,55 TWh/ano e 2,96 TWh/ano, com ocupação de 10% dos litorais dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, respectivamente. Em 1999, a Companhia de Energia Elétrica do Paraná (COPEL) publicou o Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná, a partir de medições feitas, durante 5 anos, em torres de altura variando entre 18 e 64m, instaladas em 25 locais diferentes. O estudo mostrou um potencial de 5,8 TWh/ano no estado, considerando apenas os ventos com velocidades superiores a 6,5 m/s.

Mais recentemente, com o avanço mundial do aproveitamento da energia eólica e com a instalação das primeiras usinas no Brasil, iniciaram as primeiras medições anemométricas para estudos de viabilidade, com uso de torres de 30 a 50m e equipamentos de maior precisão, adequados para esse fim. Essas medições foram utilizadas para a publicação do Atlas do Potencial Eólico do Ceará, em 2001, onde se destacaram áreas de dunas com baixíssima rugosidade e com velocidades médias anuais de 9 m/s.

Como foi visto anteriormente, a insuficiente disponibilidade de estações anemométricas no país foi superada com o desenvolvimento do software de modelagem dos ventos de superfície (MesoMap). Trata-se de um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica com base de dados meteorológicos e geográficos, que tem sido aferido por medições anemométricas de alta qualidade, em uma grande variedade de regimes de ventos.

De acordo com Amarante et alii, o MesoMap oferece a vantagem de obter dados anemométricos representativos para grandes áreas continentais, sem a necessidade de efetiva medição de superfície. O MesoMap também modela importantes fenômenos meteorológicos, como ondas orográficas, ventos convectivos, brisas marinhas e lacustres e ventos térmicos descendentes de montanha, além de simular regimes de ventos de longo prazo, o que reduz a incerteza intrínseca de ajustes climatológicos baseados em correlações de registros de vento de curto e longo prazo, obtidos por medições em superfícies. O núcleo do sistema MesoMap é o MASS (*Mesoscale Atmospheric Simulation System*), um modelo numérico de previsão de tempo que incorpora os princípios da física de movimentação atmosférica, que incluem a conservação da massa, momentum e energia; mudanças da fase de vapor d'água; e um módulo de energia cinética com turbulência, que simula efeitos viscosos e de estabilidade térmica sobre o gradiente vertical do vento. O modelo simula a evolução das condições atmosféricas em um espaço de tempo bem curto, poucos segundos, o que resulta em custo computacional importante, requerendo o uso de supercomputadores ou de redes de poderosas estações de trabalho com múltiplos processadores em paralelo. Adicionalmente, estão acoplados dois módulos de cálculo mais rápido, um modelo dinâmico de camada-limite viscosa e um modelo tridimensional de consistência de massa, com interface para dados geográficos de geoprocessamento de alta resolução.

Os principais dados geográficos de entrada são topografia, uso do solo e índice de vegetação por diferença

normalizada. A Figura 1 apresenta o modelo de relevo utilizado pelo MesoMap, que foi desenvolvido pelo United States Geological Survey (USGS), na forma de malha digital de cota, com resolução horizontal de 1 km.

Figura 1 - Modelo de relevo



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

O modelo de uso do solo utilizado pelo MesoMap, também, originou-se da USGS, em um projeto de cooperação com a Universidade de Nebraska e o Joint Research Centre (JRC) da União Européia. Os dados de uso de solo do modelo são convertidos pelo MesoMap em parâmetros biofísicos como, por exemplo, rugosidade mostrado na Figura 2.

Figura 2 - Modelo de rugosidade



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

Os mapas de potencial eólico foram calculados a partir de simulações produzidas pelo MesoMap para 360 dias, extraídos em um período de 15 anos. Os dias foram escolhidos por amostragem aleatória estratificada, de forma a considerar cada mês e estação do ano de forma representativa.

Entre os principais resultados do MesoMap, destacam-se os mapas que indicam, para a altura de 50m, as velocidades médias anuais e os fluxos de energia eólica, além de tabelas com os principais detalhes estatísticos do potencial eólico, tais como regimes sazonais diurnos e diversos parâmetros de interesse usual no setor elétrico.

■ 2.3. Regimes de vento no Brasil

Este sistema MesoMap foi utilizado para a elaboração do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Amarante et alii., 2001), onde são apresentadas as condições médias anuais de vento para todo o território brasileiro na resolução 1km x 1km. Por meio da integração das áreas dos mapas digitais, utilizando dados georeferenciados, cálculos de desempenho e produção de energia a partir de curvas de potência de turbinas eólicas existentes no mercado, chegou-se aos resultados apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Integração cumulativa e por faixas de velocidades

Região	Integração por faixas de velocidades					Integração cumulativa			
	Vento [m/s]	Área [km²]	Potência instalável [GW]	Fator de capacidade	Energia anual [TWh/ano]	Vento [m/s]	Área (cumulativa) [km²]	Potência instalável [GW]	Energia anual [TWh/ano]
Norte	6 - 6,5	11.460	22,92	0,13	25,58	>6	24.206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6.326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12.746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3.300	6,60	0,20	11,33	>7 m/s	6.420	12,84	26,45
	7,5 - 8	1.666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3.120	6,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65	>8	1.454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
Nordeste	6 - 6,5	146.589	293,18	0,13	327,19	>6	245.105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60.990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98.516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24.383	48,77	0,20	83,73	>7 m/s	37.526	75,05	144,29
	7,5 - 8	9.185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13.143	26,29	60,66
	8 - 8,5	3.088	6,18	0,30	15,91	>8	3.958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
Centro-oeste	6 - 6,5	41.110	82,22	0,13	91,76	>6	50.752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8.101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9.642	19,28	29,07
	7 - 7,5	1.395	2,79	0,20	4,79	>7 m/s	1.541	3,08	5,42
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
Sudeste	6 - 6,5	114.688	229,38	0,13	255,99	>6	175.859	351,72	446,07
	6,5 - 7	48.302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61.171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11.545	23,09	0,20	39,64	>7 m/s	14.869	29,74	54,93
	7,5 - 8	2.433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3.324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
Sul	6 - 6,5	121.798	243,60	0,13	271,86	>6	171.469	342,94	424,74
	6,5 - 7	38.292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49.671	99,34	152,88
	7 - 7,5	9.436	18,87	0,20	32,40	>7 m/s	11.379	22,76	41,11
	7,5 - 8	1.573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1.943	3,89	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
Total Brasil estimado						>6	667.391	1.334,78	1.711,62
						>6,5	231.746	463,49	739,24
						>7 m/s	71.735	143,47	272,20
						>7,5	21.676	43,35	100,30
						>8	6.679	13,36	35,93
						>8,5	1.775	3,55	10,67

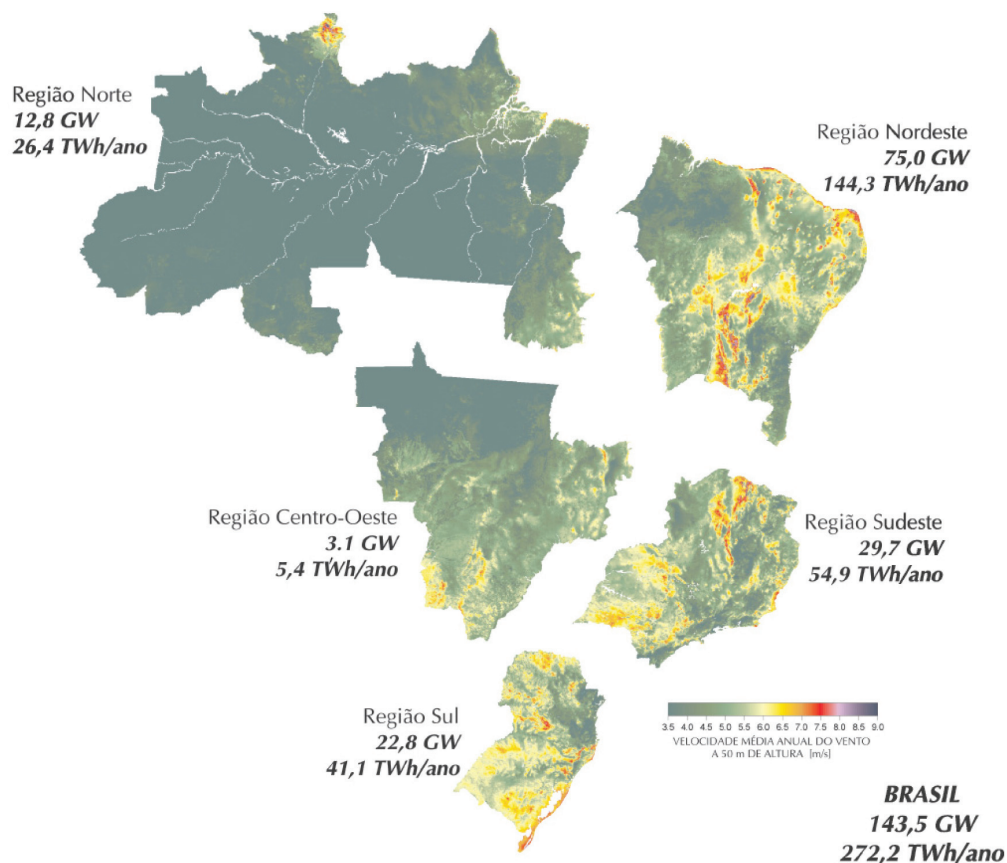
Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

Os mapas digitais gerados pelo sistema foram integrados e possibilitaram o cálculo do potencial de geração, a partir de dados de turbinas eólicas existentes no mercado. Dessa maneira, o Atlas foi elaborado adotando-se os seguintes procedimentos:

- Integraram-se todas as áreas, cujos ventos apresentaram velocidades médias anuais iguais ou superiores a 6m/s;
- Consideram-se curvas médias de desempenho de turbinas eólicas no estado-da-arte mundial, instaladas em torres de 50m de altura;
- Utilizou-se uma densidade média de ocupação de terreno de 2 MW/km²;
- Adotaram-se intervalos com incrementos de 0,5 m/s para as velocidades médias anuais de vento. O desempenho de turbinas eólicas foi calculado para os limites inferiores de cada intervalo;
- Adotou-se um fator de disponibilidade de 0,98; e
- Descartou-se da integração as áreas cobertas por água (lagos e lagoas, açudes, rios e mar).

Os resultados da integração são apresentados na Figura 3 abaixo, em que se chegou a um potencial técnico disponível (considerando as premissas acima) de 143 GW.

Figura 3 - Potencial eólico brasileiro



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Amarante et alii., 2001), o perfil geral de circulação atmosférica encontra variações significativas na mesoescala e na microescala, por diferenças em propriedades de superfícies, tais como geometria e altitude de terreno, vegetação e distribuição de superfícies de terra e água. Esses fatores atuantes nas escalas menores podem resultar em condições de vento locais que se afastam significativamente do perfil geral da larga escala da circulação atmosférica. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro apresenta uma síntese dessas características em menores escalas sobre a distribuição dos regimes de vento, organizada em 7 regiões geográficas:

- **Bacia Amazônica Ocidental e Central:** estende-se entre as latitudes 10°S e 5°N, e longitudes 70°W e 55°W. As velocidades médias anuais de vento a 50m de altura através dessa região são inferiores a 3,5m/s. O escoamento atmosférico predominante de leste (ventos alísios) sobre essa região é bastante reduzido pelo atrito de superfície, associado à longa trajetória sobre florestas densas e pelos gradientes fracos de pressão, associados à zona difusa de baixas pressões centrada nessa região da Bacia Amazônica. Apesar de não refletida nos ventos de superfície, existe uma faixa estreita de ventos médios anuais de 8m/s a 10m/s na camada entre 1.000m e 2.000m acima da superfície; essa faixa inicia-se no Atlântico, a leste da foz do Rio Amazonas, e estende-se para oeste sobre a porção norte da Bacia Amazônica e, gradualmente, se enfraquece na medida em que o escoamento aproxima-se das cadeias montanhosas da parte oeste do continente. Essa faixa de altas velocidades tem pouco significado para os ventos de superfície na Bacia Amazônica, porém torna-se uma fonte de energia eólica para as áreas mais elevadas que ocorrem no extremo norte da Bacia Amazônica: é ela que muito provavelmente constitui o principal fator para a existência de uma área isolada de altas velocidades médias anuais de vento na região da Serra Pacaraima, em Roraima, ao longo da fronteira Brasil-Venezuela. Naquela área, esse escoamento de altitude alcança os níveis da superfície dos terrenos mais elevados, grande parte dos quais cobertos pela baixa rugosidade de savanas, onde em alguns locais também ocorrem canalizações orográficas. Entretanto, excetuando-se essa área isolada e única na região, os ventos nessa grande área da Bacia Amazônica são bastante fracos. As noites são geralmente de calmarias, ocorrendo ventos descendentes de montanhas, fracos e ocasionais, nas áreas a leste e a sul dessa grande região. Durante o dia, podem ocorrer ventos localizados mais fortes, causados pelo aquecimento desigual da superfície, induzidos por pequenas diferenças em vegetação, disponibilidade hídrica do solo ou cobertura de nuvens. No entanto, é pequena a magnitude das velocidades de vento geradas por esse processo, devido à baixa amplitude das variações de temperatura e à alta rugosidade/atrito de superfície.

- **Bacia Amazônica Oriental:** abrange a área continental a partir da longitude 55° W (Santarém, PA) até aproximadamente 100km da costa que se estende entre o Amapá e o Maranhão. A Depressão Equatorial permanece geralmente próxima a essa região, a qual é dominada por ventos alísios de leste a nordeste, em sua porção norte, e leste a sudeste, em sua porção sul. O vento médio anual é geralmente inferior a 3,5m/s devido à proximidade dos gradientes fracos de pressão, associados à Depressão Equatorial e ao elevado atrito de superfície causado pela rugosidade da vegetação densa. Existe um generalizado, porém pequeno, aumento nas velocidades de vento de oeste para leste ao longo dessa região. Isso acontece porque o escoamento predominante de leste percorre trajetórias gradualmente menores sobre as áreas de vegetação densa e o gradiente de pressão aumenta gradualmente para o leste, devido aos contrastes térmicos mais acentuados entre continente e mar. As máximas velocidades médias anuais de vento nessa região são encontradas nas porções nordeste e sudeste, onde existem elevações de terreno que aceleram os ventos pelo efeito de compressão vertical do

escoamento atmosférico, e especialmente na porção nordeste, onde algumas elevações alcançam as velocidades de vento de camadas mais altas da atmosfera atuantes nessa área.

- **Zona Litorânea Norte-Nordeste:** faixa costeira com cerca de 100km de largura, que se estende entre o extremo norte da costa do Amapá e o Cabo de São Roque, no Rio Grande do Norte. Nessa região, os ventos são controlados primariamente pelos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas. Essa combinação das brisas diurnas com os alísios de leste resulta em ventos médios anuais entre 5m/s e 7,5m/s na parte norte dessa região (litorais do Amapá e Pará) e entre 6m/s a 9m/s em sua parte sul, que abrange os litorais do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte. As velocidades são maiores na parte sul devido a dois principais fatores: os ventos alísios geralmente tornam-se mais fortes à medida que se afastam da Depressão Equatorial; as brisas marinhas são significativamente acentuadas ao sul dessa região, em razão dos menores índices de vegetação e de umidade do solo, fazendo que a superfície do solo atinja temperaturas mais elevadas durante as horas de sol e, conseqüentemente, acentuando o contraste de temperaturas terra-mar e as brisas marinhas resultantes. As maiores velocidades médias anuais de vento ao longo dessa região, estão ao norte do Cabo de São Roque, abrangendo os litorais do Rio Grande do Norte e Ceará, onde a circulação de brisas marinhas é especialmente intensa e alinhada com os ventos alísios de leste-sudeste. Adicionalmente, ocorrem áreas em que os ventos são acentuados por bloqueios ao escoamento causados por montanhas na parte continental. Entretanto, o vento médio anual decresce rapidamente à medida que se desloca da costa para o interior, devido ao aumento de atrito e rugosidade de superfície e ao enfraquecimento da contribuição das brisas marinhas.

- **Zona Litorânea Nordeste-Sudeste:** faixa de aproximadamente 100km de largura que se estende entre o Cabo de São Roque (Rio Grande do Norte) até aproximadamente o Estado do Rio de Janeiro. As velocidades médias anuais decrescem de 8-9 m/s na porção norte (Rio Grande do Norte) até 3,5m/s a 6m/s sobre a maioria da costa que se estende até o Sudeste. A exceção mais significativa desse comportamento está na costa entre as latitudes 21°S e 23° S (sul do Espírito Santo e nordeste do Rio de Janeiro), onde as velocidades são próximas de 7,5m/s. Isso é resultante do efeito de bloqueio do escoamento leste-nordeste (causado pelo Anticiclone Subtropical Atlântico) pelas montanhas imediatamente a oeste da costa. Nesse caso, é criada uma espécie de aceleração por obstáculo, pois o ar acelera-se para o sul para aliviar o acúmulo de massa causado pelo bloqueio das formações montanhosas. Ao sul dessa região, na costa do estado do Rio de Janeiro, desvia-se para oeste, onde os ventos passam a ser consideravelmente mais fracos devido ao abrigo das montanhas a norte e a nordeste. Disso resultam velocidades relativamente menores na região que engloba a cidade do Rio de Janeiro.

- **Elevações Nordeste-Sudeste:** áreas de serras e chapadas que se estendem ao longo da costa brasileira, desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro, a distâncias de até 1.000km da costa. Velocidades médias anuais de 6,5m/s até 8m/s devem ser encontradas nos cumes das maiores elevações da Chapada Diamantina e da Serra do Espinhaço. Essas áreas de maiores velocidades ocorrem em forma localizada, primariamente, devido ao efeito de compressão vertical do escoamento predominante em larga escala, que é leste-nordeste, quando ultrapassa a barreira elevada das serras. Os ventos anuais mais intensos são geralmente encontrados nas maiores elevações, onde o efeito de compressão é mais acentuado. No entanto, o escoamento atmosférico é bastante complexo nessa região, existindo outras características locais com influência adicional, resultantes de uma combinação de fatores relacionados à topografia e ao terreno.

- **Planalto Central:** estende-se desde a margem esquerda da Bacia do Rio São Francisco até as fronteiras com

Bolívia e Paraguai. Essa região é dominada pelo escoamento leste-sudeste em torno do Anticiclone Subtropical Atlântico. A velocidade média anual na região situa-se geralmente entre 4m/s e 6m/s. A intensidade do escoamento de leste, predominante em larga escala, aumenta para o sul, onde o gradiente de pressão é mais acentuado e a superfície tem menor rugosidade, pela vegetação menos densa. Assim, as velocidades médias anuais de vento variam de 3m/s a 4m/s ao norte dessa região (no limite sul da Bacia Amazônica) para 5m/s a 6m/s sobre a porção sul do extenso planalto. Destacam-se nessa área algumas regiões mais elevadas a oeste, na fronteira com o Paraguai (no Mato Grosso do Sul), onde as velocidades médias anuais aproximam-se de 7m/s, resultantes principalmente do efeito de compressão vertical do escoamento ao transpor as elevações.

- **Planaltos do Sul:** estendem-se aproximadamente de 24°S (São Paulo) até os limites ao sul do Rio Grande do Sul. O escoamento atmosférico geral nessa área é controlado pela Depressão do Nordeste da Argentina, uma área, quase permanente, de baixas pressões, geralmente, estacionária ao leste dos Andes, sobre planícies secas e o Anticiclone Subtropical Atlântico. A posição média da Depressão do Nordeste da Argentina é aproximadamente 29°S, 66°W, sendo criada pelo bloqueio da circulação atmosférica geral pelos Andes e pelo intenso aquecimento da superfície na região. O gradiente de pressão entre a Depressão do Nordeste da Argentina e o Anticiclone Subtropical Atlântico induz um escoamento persistente de nordeste ao longo dessa área. Desse escoamento, resultam velocidades médias anuais de 5,5m/s a 6,5m/s sobre grandes áreas da região. Entretanto, esse escoamento é significativamente influenciado pelo relevo e pela rugosidade do terreno. Os ventos mais intensos estão entre 7m/s e 8m/s e ocorrem nas maiores elevações montanhosas do continente, bem como em planaltos de baixa rugosidade, como os Campos de Palmas. Outra área com velocidades superiores a 7m/s encontra-se ao longo do litoral sul, onde os ventos predominantes leste-nordeste são acentuados pela persistente ação diurna das brisas marinhas.

■ 2.4. Potencial de geração

Pode-se perceber que os melhores potenciais para aplicações em energia eólica no Brasil são encontrados no Nordeste e no Sul, tanto que a grande maioria dos projetos já implantados no Brasil se encontra nessas 2 regiões, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Usinas eólicas em operação no Brasil

Usina	Potência fiscalizada (kW)	Proprietário	Município
Eólica de Prainha	10.000	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	Aquiraz - CE
Eólica de Taíba	5.000	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólica de Fernando de Noronha	225	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE	Fernando de Noronha - PE
Mucuripe	2.400	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	Fortaleza - CE
Eólica Olinda	225	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE	Olinda - PE
Macau	1.800	Petróleo Brasileiro S/A.	Macau - RN
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1.000	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Gouveia - MG
Eólio - Elétrica de Palmas	2.500	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.	Palmas - PR
Eólica de Bom Jardim	600	Parque Eólico de Santa Catarina Ltda	Bom Jardim da Serra - SC
Parque Eólico do Horizonte	4.800	Central Nacional de Energia Eólica Ltda	Água Doce - SC
Osório	50.000	Ventos do Sul Energia S.A	Osório- RS
Rio do Fogo	49.300	EnerBrasil Ltda	Rio do Fogo- RN
Água Doce	9.000	CENAEL S.A	Água Doce- SC
Sangradouro	50.000	Ventos do Sul Energia S.A	Osório - RS
Total	186.850		

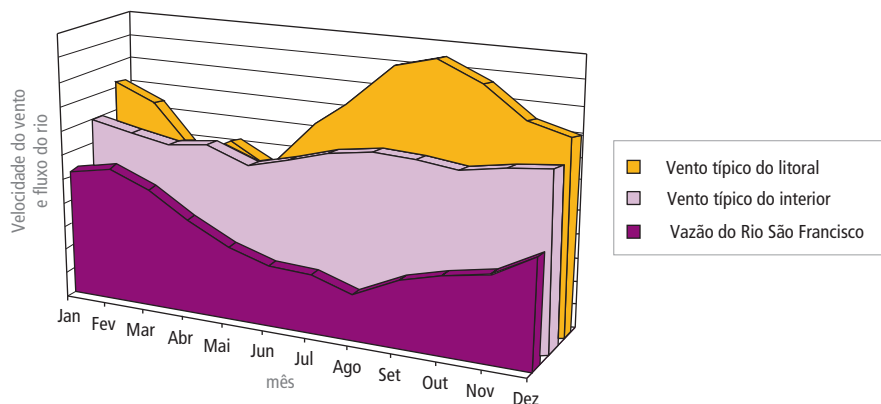
Fonte: Aneel (Banco de Informação da Geração).

O potencial eólico da Região Nordeste, apresentado na Figura 3, é de 75 GW. Este, porém, é um valor teórico, baseado nas características dos ventos. Estudos feitos pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) e pela Companhia Elétrica do Ceará (COELCE) mostram que a costa nordestina entre o Rio Grande do Norte e o Ceará apresenta um potencial eólico bem mais modesto, estimado em 12 GW (CHESF-COELCE, 1996 apud Dutra, 2004). Os programas de implantação experimental de energia eólica no Brasil somam, hoje, um total de aproximadamente 2,6 MW, incluindo a turbina de 300 kW instalada no Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), operando em pesquisas e testes. Os projetos implementados pela iniciativa privada somam um total de 18,1 MW (15 MW no Ceará, 2,5 MW no Paraná e 0,6 MW em Santa Catarina).

Os valores apresentados para as instalações em operação, hoje, no Brasil ainda se mostram modestos frente às metas estipuladas para 2005 pelo Fórum Permanente, na Declaração de Belo Horizonte. Mesmo pequenas, as instalações já em operação mostram uma importante iniciativa tanto das concessionárias brasileiras, responsáveis pelos projetos experimentais, como das empresas Auto-Produtoras de Energia, que investiram no desenvolvimento do aproveitamento eólico para geração de energia (Dutra, 2004).

A região Nordeste apresenta as melhores condições do Brasil para o aproveitamento da energia eólica, não somente pelos regimes dos ventos, mas também pela possibilidade de complementaridade com a energia hidráulica. Esta característica foi comprovada ao se estudar os níveis médios de vazão dos rios que atendem algumas usinas da região Nordeste. Como pode ser visto na Figura 4, o período onde existe a menor vazão dos rios é quando ocorrem as melhores incidências de vento.

Figura 4 - Vazão do rio São Francisco e comportamento médio do vento na região Nordeste



Fonte: CBEE, 2000 apud Dutra, 2004.

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem trabalhado intensamente na criação de incentivos para a difusão da energia eólica no Brasil. Atualmente, o grande incentivo dado as fontes alternativas de energia está, conforme dito anteriormente, na criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela Lei nº 10.438, de 26 abril de 2002, e regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 30 março de 2004, que promove a instalação de 3.300 MW de potência, sendo 1.423 MW de usinas eólicas, 1.192 MW de pequenas centrais hidrelétricas e 685 MW de biomassa.

O potencial eólico brasileiro tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia. Tal interesse pode ser evidenciado na instalação da Wobben Wind Power, empresa alemã subsidiária da Enercon GbH, que, inicialmente, tinha a responsabilidade da construção de pás das turbinas eólicas dos modelos da Enercon e que já possui infra-estrutura e parcerias que viabilizaram a manufatura dos modelos E-40-600kW e E-48-800 kW, com alto índice de aproveitamento de matéria prima e mão de obra nacionais.

Diversas empresas estrangeiras já mostraram interesse em estudos de viabilidade técnica para implementação de grandes parques eólicos no Brasil. Além dos 1,4 GW de projetos já contratados no PROINFA, 4 em operação, representando 158,3 MW, e 50 parques em implantação, representando 1.264,6 MW, existe, ainda cerca de 3,5 GW em projetos eólicos autorizados pela ANEEL, que não integram a carteira de projetos do PROINFA. Empresas, como a Wobben Wind Power Industria e Com. Ltda, SIIF Énergies do Brasil Ltda, Enerbrasil Ltda, Ventos do Sul, Eletrowind e outras, já mantêm torres de medições e estudos de infra-estrutura para instalação e operação de parques eólicos, que nesta fase, em sua grande maioria, encontram-se planejados para instalação ao longo da costa da região Nordeste (Dutra, 2004).

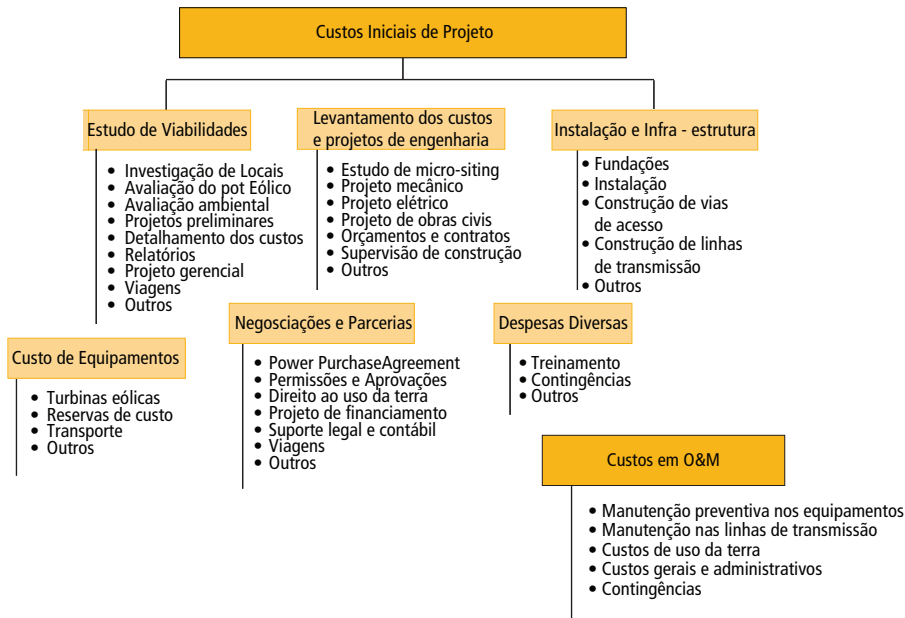
■ 2.5. Aspectos econômicos do aproveitamento eólico

O levantamento do potencial eólico é fundamental para respaldar os estudos de viabilidade técnica e econômica dos empreendimentos de aproveitamento da energia dos ventos. Estes estudos são importantes para o desenvolvimento de um projeto eólico, que englobam diversas etapas, tais como a das negociações e

desenvolvimento, dos projetos de engenharia, da instalação dos equipamentos, da infra-estrutura etc.

A caracterização técnica e econômica dos projetos eólicos é objeto de nota técnica específica. De uma forma geral, os custos iniciais do projeto podem ser divididos como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Distribuição dos custos iniciais de um projeto eólico



Fonte: Dutra, 2004.

De acordo com Dutra (2004), os custos anuais de manutenção e operação englobam, além das despesas com equipamentos (reposição e prevenção), despesas como arrendamento do uso do terreno, seguros, entre outras. Muitas vezes o custo estimado de manutenção e operação das turbinas é fornecido pelo próprio fabricante. Esse custo representa a maior parte das despesas anuais a serem desembolsadas para a manutenção de uma fazenda eólica.

O tamanho do parque eólico influencia fortemente na participação de cada etapa na distribuição dos custos. Considera-se uma pequena fazenda eólica, um sistema formado por duas a cinco turbinas. Uma fazenda eólica de médio/grande porte pode ser considerada aquela que apresenta um número de turbinas superior a cinco unidades. Os projetos piloto, por utilizarem uma quantidade pequena de turbinas eólicas, geralmente apresentam custos iniciais elevados, além de despesas também elevadas com manutenção e operação. No caso brasileiro, a maioria dos projetos implementados, tais como: Morro do Camelinho (MG), Porto de Mucuripe (CE) e Ilha de Fernando de Noronha (PE), apresentam investimentos elevados, uma vez que, sendo projetos piloto, também, utilizam um número reduzido de turbinas eólicas.

O custo da turbina representa a maior parte das despesas de um projeto eólico. Para projetos de grande porte, a participação da turbina eólica no custo total do investimento é muito alta, diluindo assim, as demais despesas em relação ao total de investimento.

A distribuição dos custos de um projeto em energia eólica pode variar largamente segundo as características de cada empreendimento, tornando cada projeto um estudo de caso em particular, uma vez que, pelas médias dos custos de projetos já implementados, cada etapa apresenta uma faixa de participação bem definida no custo total de projeto. Uma distribuição dos custos médios de cada etapa de um projeto eólico pode ser vista na Tabela 3. Essa tabela mostra a faixa de participação de cada etapa no custo total de projetos de pequeno e médio/grande porte. Esses valores, por serem referenciados a projetos até 1999, podem apresentar variações em relação às atuais condições de custos de projetos.

Tabela 3 - Custos iniciais de projetos em energia eólica

Categoria de custos iniciais do projeto	Fazenda eólica de médio/grande porte (%)	Fazenda eólica de pequeno porte (%)
Estudo de viabilidade	Menos de 2	1 – 7
Negociações de desenvolvimento	1 – 8	4 – 10
Projeto de engenharia	1 – 8	1 – 5
Custo de equipamentos	67 – 80	47 – 71
Instalações e infra-estrutura	17 – 26	13 – 22
Diversos	1 – 4	2 – 15

Fonte: RETSCREEN, 2000 apud Dutra, 2004.

■ 2.6. A questão ambiental

Dentre os argumentos favoráveis à expansão do aproveitamento eólico para geração elétrica, a questão ambiental certamente é que tem maior importância. Tanto que o crescimento da energia eólica, no mundo, aparece exatamente como uma resposta da sociedade por uma melhor qualidade ambiental no suprimento energético. O crescimento de mercado e o desenvolvimento tecnológico, nos últimos anos, têm tornado a fonte eólica uma opção imprescindível, de presente e futuro, para o fornecimento de energia limpa em grande escala.

Obviamente, como toda tecnologia de produção de energia, as turbinas eólicas apresentam algumas características ambientais desfavoráveis como, por exemplo: impacto visual, ruído audível, interferência eletromagnética, ofuscamento e danos à fauna, ainda que em pequena escala. Essas características negativas podem ser significativamente minoradas, e até mesmo eliminadas, através de planejamento adequado e também no uso de inovações tecnológicas. Uma das características ambientais favoráveis da energia eólica está na não necessidade do uso da água como elemento motriz ou mesmo como fluido de refrigeração, além disso, cerca de 99% de uma área usada em um parque eólico pode ser utilizada para outros fins, como a pecuária e atividades agrícolas (Tolmasquim, 2004).

Um dos mais importantes benefícios que a energia eólica oferece ao meio ambiente está no fato de que ela não emite poluentes durante sua operação. Dessa forma, pode-se fazer um comparativo entre cada unidade de energia elétrica gerada (MWh) por turbinas eólicas e a mesma energia que seria gerada por uma planta convencional. Ao fazer essa análise conclui-se que a energia eólica apresenta grandes vantagens na redução de emissão de gases de efeito estufa e na redução da concentração de CO₂ durante a sua operação. Com o avanço de programas de eficiência energética, com o propósito de tornar a geração convencional de energia mais eficiente, as emissões de CO₂ e de gases de efeito estufa têm sido reduzidas ao longo dos anos, porém permanecem, ainda, em uma faixa muito alta.

As preocupações com o crescimento da concentração de CO₂ e de gases de efeito estufa na atmosfera têm mobilizado vários países na busca de soluções efetivas para a redução das emissões previstas para os próximos anos. Em março de 1997, a Comissão Europeia propôs uma meta de redução do total das emissões de gases de efeito estufa da Comunidade Europeia de 15% até o ano de 2010. Esse acordo entre os Estados Membros da União Europeia foi baseado em um acordo similar que ainda estava para ser definido na Conferência das Nações Unidas em Kyoto – Japão em dezembro do mesmo ano.

As incertezas em relação aos efeitos futuros da concentração de carbono na atmosfera no aquecimento do planeta têm criado um ambiente muito favorável ao uso da energia eólica como uma fonte limpa de energia. Uma turbina de 600 kW, por exemplo, instalada em uma região de bons ventos poderá, dependendo do regime de vento e do fator de capacidade anualizado, evitar a emissão entre 20.000 e 36.000 toneladas de CO₂, equivalentes à geração convencional, durante sua vida útil (estimada em 20 anos).

Outro impacto ambiental importante da geração eólica é o causado pelo ruído. Este efeito proveniente das turbinas eólicas tem duas origens: mecânica e aerodinâmica. O ruído mecânico é proveniente, principalmente, da caixa de engrenagens e da nacele. Uma outra fonte de ruído é a junção da torre com a nacele. O ruído aerodinâmico é influenciado diretamente pela velocidade do vento incidente sobre a turbina eólica.

O desenvolvimento de tecnologias, ao longo dos últimos dez anos, na aerodinâmica das pás e nas partes mecânicas críticas, principalmente a caixa de engrenagem (parte responsável pela alta rotação do gerador na turbina), tornou possível o surgimento de uma nova geração de turbinas eólicas com reduzidos níveis de ruído. A tecnologia atual mostra que é possível a construção de turbinas eólicas com níveis de ruído aceitáveis.

Outro impacto ambiental atribuído às eólicas é o visual. Na verdade, a reação provocada por um parque eólico é altamente subjetiva. Muitas pessoas olham a turbina eólica como um símbolo de energia limpa sempre bem-vindo, outras reagem negativamente à nova paisagem. A reação da população quanto ao impacto visual têm sido minimizados, principalmente, com a conscientização sobre as vantagens da geração eólica.

Finalmente, o impacto de turbinas eólicas sobre a fauna está relacionado com acidentes eventuais envolvendo pássaros, quando estes se chocam nas pás em movimento. Isto pode ser evitado descartando-se a possibilidade de instalação de grandes parques eólicos em locais onde reconhecidamente coincida com rotas migratórias de pássaros.

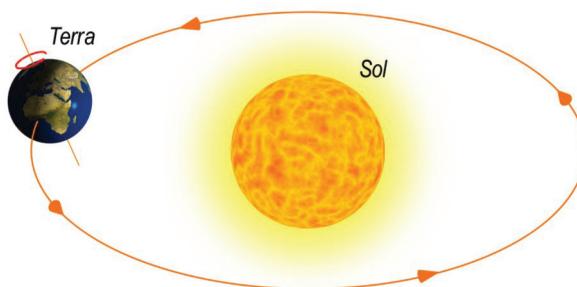
3. Energia solar

A energia solar irradiada na superfície da Terra é suficiente para atender 10.000 vezes o consumo de energia do mundo. Somente a luz do sol é capaz de produzir uma média de 1.700 kWh de energia elétrica por ano para cada metro quadrado de área (Brakmann et alii, 2003). Entretanto, o aproveitamento desta energia exige o conhecimento das componentes direta e difusa da sua radiação local. Dessa maneira, é necessário medir a radiação e a insolação. A primeira é feita através de piranômetros, que fazem o registro da energia solar que incide em todo o hemisfério celeste. A última é medida por heliógrafos, que determinam a duração da radiação solar direta no período de tempo considerado (Craveiro, 2005).

A disponibilidade de radiação solar depende da latitude do local. Isso se deve ao movimento da Terra em torno do Sol, que descreve um plano inclinado de aproximadamente 23,5° com relação ao plano do Equador.

Esta inclinação provoca a variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, determinando as estações do ano, como ilustrado na Figura 6 abaixo.

Figura 6 - Movimentos da Terra



Fonte: www.nautilus.fis.uc.pt.

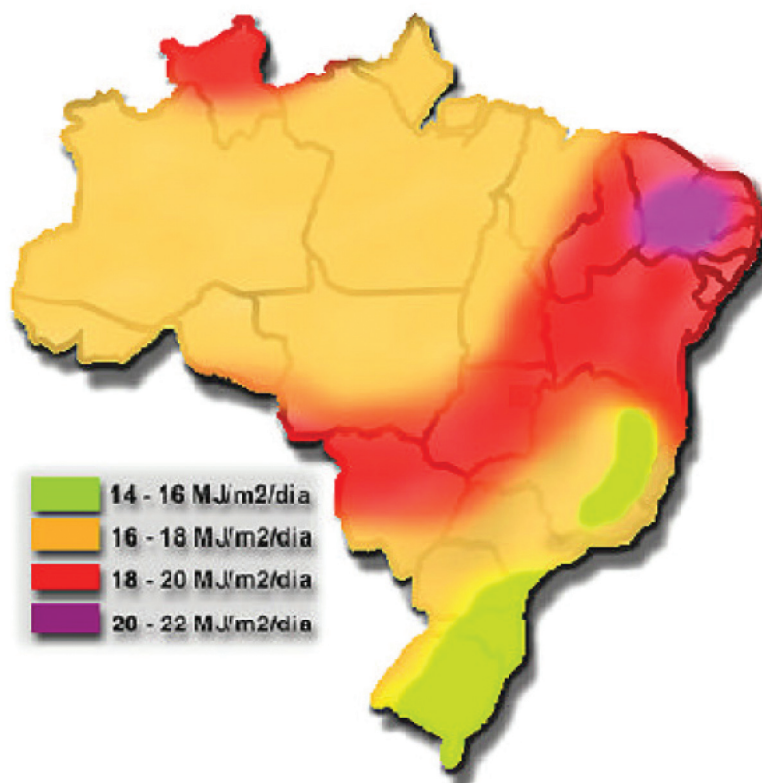
Por causa da inclinação da Terra, a duração do dia varia de região para região, dependendo da estação do ano. As variações mais intensas de duração solar do dia entre as estações ocorrem nos pólos e nos períodos de solstícios. Por outro lado, entre os trópicos e durante os equinócios as variações são bem menores.

A maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar do dia. Contudo, a maioria da população brasileira e das atividades socioeconômicas do País se concentra em regiões mais distantes do Equador. Em Porto Alegre, capital brasileira mais meridional (cerca de 30° S), a duração solar do dia varia de 10 horas e 13 minutos a 13 horas e 47 minutos, aproximadamente, entre 21 de junho e 22 de dezembro, respectivamente (Aneel, 2005).

No Brasil, existem algumas iniciativas no sentido de levantamento de dados de radiação solar (Lyra et alii, 1993), dentre elas pode-se destacar o Atlas Solarimétrico do Brasil (Tiba, 2000). Tal estudo resultou de um convênio entre a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), iniciado em 1996. A publicação consiste de quatro volumes: o primeiro deles descreve os fundamentos do estudo, a base de dados solarimétricos coletados e organizados, critérios de seleção das informações e a metodologia usada para plotar a radiação solar e a duração do dia. O segundo volume apresenta os dados coletados de 567 estações. As informações são organizadas em tabelas, por região, estado e localização. O terceiro volume contém mapas com informações de radiação solar e duração do dia. Ao todo, são 12 mapas mensais, 1 mapa anual e um incluindo todas as localizações, somando 28 mapas. Finalmente, o quarto volume contém as informações bibliográficas, além de um resumo por estudo revisado, em forma de dados catalográficos. No total, foram revisadas 99 publicações. O Atlas reúne um conjunto de publicações de quase quarenta anos de trabalho sobre o tema no Brasil.

Os resultados deste trabalho mostram que a radiação solar no país varia de 8 a 22 MJ/m² durante o dia, sendo que as menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, quando a radiação é varia de 8 a 18 MJ/m² (vide Figura 7).

Figura 7 – Variação da radiação solar no Brasil



Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000.

O Nordeste brasileiro é a região de maior radiação solar, com média anual comparável as melhores regiões do mundo, como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão, e a região de Dagget no Deserto de Mojave, Califórnia (vide Tabela 4).

Tabela 4 – Dados de radiação solar

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

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000.

■ 3.1. Aspectos técnicos dos levantamentos dos recursos energéticos

Segundo Tiba (2000), as medições solarimétricas são feitas a partir de instrumentos que medem a potência incidente por unidade de superfície, integrada sobre os diversos comprimentos de onda. A radiação solar que cobre toda a região do espectro visível, uma parte do ultravioleta próximo de 0,3 a 0,4 μm , e o infravermelho no intervalo de 0,7 a 5 μm . As medições padrões são a radiação total, a componente difusa no plano horizontal e a radiação direta normal.

Os instrumentos solarimétricos medem a diferença de temperatura entre duas superfícies. Para isso, tais instrumentos utilizam sensores que são termopilhas, que tem como vantagem principal a resposta uniforme em relação ao comprimento da onda.

Existem sensores que, no lugar de termopilhas, utilizam um par bimetálico cuja expansão movimenta uma pena que registra o valor instantâneo da radiação solar. Há ainda sensores, que utilizam fotocélulas de silício monocristalino, que apresentam custos bem inferiores comparados aos sensores de termopilhas, porém com precisão menor (Tiba, 2000).

Fotocélulas e termopilhas realizam medidas essencialmente diferentes. A primeira conta o número de fótons com energia maior que a diferença existente entre duas bandas de energia do material, com as quais, esses fótons interagem. A energia em excesso dos fótons é simplesmente dissipada em forma de calor. Um termopilha, por sua vez, mede potência e, portanto, o momento de primeira ordem da distribuição espectral. Esta diferença dá origem a características espectrais qualitativamente diferentes que complicam a análise da interrelação entre ambos os tipos de sensores.

Se o espectro solar tivesse sempre a mesma distribuição, bastaria uma calibração desses sensores, que não seriam, portanto, afetados pela sua resposta espectral. No entanto, a distribuição espectral modifica-se com a massa de ar e a cobertura das nuvens. Essa mudança é muito importante para a componente direta normal da radiação e extremamente grande para a radiação difusa ao ponto que, nesse caso, a medição pode estar afetada de erros da ordem de 40%.

Segundo Martins et alii. (2004), os instrumentos acima mencionados fornecem medidas pontuais com grande precisão, porém com custo bastante elevado. Além disso, o grau de incerteza associado aos resultados das medições em grandes áreas territoriais, como é o caso do Brasil, é bem elevado, devido aos processos de interpolação e extrapolação que devem ser feitos, porque as estações de superfície são distribuídas de forma esparsa e heterogênea. Por isso, Martins et alii. (2004) propõem o emprego de satélites geoestacionários, que permitem a aplicação de modelos computacionais para o cálculo da transferência radioativa na atmosfera com razoável precisão e menores custos.

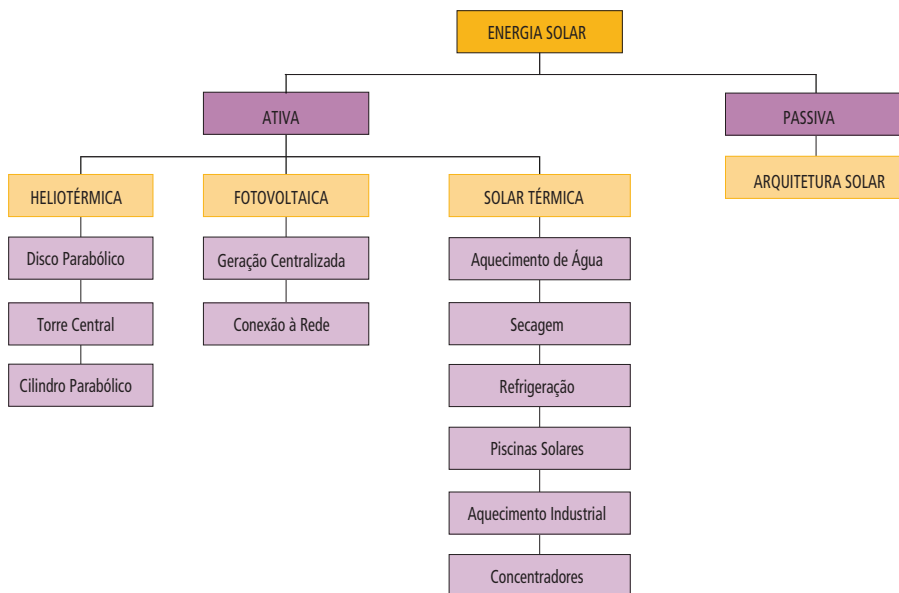
Os modelos computacionais desenvolvidos para o cálculo das estimativas de radiação podem ser classificados como estatísticos ou físicos. Os primeiros utilizam formulações empíricas a partir de medidas de radiação incidentes em um determinado local, portanto, os resultados são restritos à região de onde os dados empíricos foram obtidos. Os modelos físicos, por sua vez, são válidos para qualquer região do planeta, uma vez que determinam a solução numérica da equação por meio de modelagem de processos radioativos que ocorrem na atmosfera. A precisão dos resultados, entretanto, vai depender da disponibilidade de parâmetros atmosféricos com confiabilidade adequada. Esta dificuldade, entretanto, está sendo superada com o desenvolvimento da tecnologia de sensoriamento remoto por meio de satélites artificiais, que produzem imagens que permitem determinar todos os parâmetros necessários para a modelagem dos processos radiativos.

Segundo Martins et alii (2004), atualmente no Brasil, dois modelos físicos vêm sendo desenvolvidos desde a segunda metade dos anos 1990: o modelo GL e o modelo BRASILSR. Ambos desenvolvidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), sendo o último em convênio com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

3.2. Aproveitamento da energia solar

As aplicações diretas podem ser classificadas como energia solar ativa e a passiva. A primeira pode ser dividida ainda como solar heliotérmica, fotovoltaica e solar térmica. A energia solar passiva, por sua vez, é resumida às aplicações da arquitetura solar.

Figura 8 - Fluxograma das aplicações práticas de energia solar



Fonte: Pereira et alii, 2004.

A energia solar heliotérmica é a conversão de irradiação solar em calor para geração de energia elétrica. O processo completo está ligado à otimização de quatro fatores: a coleta da irradiação solar, sua conversão em calor, o transporte e armazenamento do calor e sua conversão final em eletricidade. Para esse processo, todas as tecnologias heliotérmicas, cilindro parabólico, torre central e disco parabólico, contam com quatro itens básicos: coletor, receptor, armazenamento, transporte e conversão. Os coletores concentram a irradiação usando refletores ou lentes com sistema de rastreamento em um receptor, onde a energia solar é absorvida como calor e convertida em eletricidade ou incorporada como energia química. Cada uma das tecnologias é caracterizada pelo formato da superfície refletora onde a luz solar é coletada e concentrada.

Para o aproveitamento da energia heliotérmica é necessário um local com alta incidência de irradiação solar direta, ou seja, pouca intensidade de nuvens, baixos índices pluviométricos. Essas condições são en-

contradas na região do semi-árido do Nordeste brasileiro. Entretanto, não há nenhum projeto desse tipo sendo desenvolvido no país, já que a tecnologia, que vai desde a concepção até os testes efetivos de protótipos, envolve grandes somas de recursos. Mesmo assim, existem, no Brasil, alguns estudos de caracterização de sítios potenciais para instalação de plantas heliotérmicas e de caracterização das três tecnologias, para determinar a mais adequada ao ambiente e à demanda energética no Nordeste brasileiro, como por exemplo, o Gerahélio, coordenado pelo Ministério das Minas e Energia, que estima um potencial de 2,1 MWh/m² ano de irradiação direta ao nível do solo, valor muito próximo das condições solarimétrica da Espanha, onde deverá ser instalada a Solar Três (Nascimento et al, 2003).

A tecnologia fotovoltaica, por sua vez, é um processo em que um material semicondutor é adaptado para liberar elétrons, as partículas negativamente carregadas que formam a base da eletricidade. O material semicondutor mais comum é o silício. Todas as células fotovoltaicas têm, pelo menos, duas camadas de tais semicondutores, uma positiva e outra negativamente carregada. Quando a luz do sol atinge o semicondutor, o campo elétrico entre a junção das duas camadas inicia um fluxo de energia, gerando corrente contínua. Quanto maior a intensidade de luz, maior o fluxo de eletricidade. Um sistema fotovoltaico não precisa do brilho do sol para operar. Ele também gera eletricidade em dias nublados, entretanto, a quantidade de energia gerada depende da densidade das nuvens. Devido à reflexão da luz do sol, dias com poucas nuvens podem resultar em mais produção de energia do que dias completamente claros.

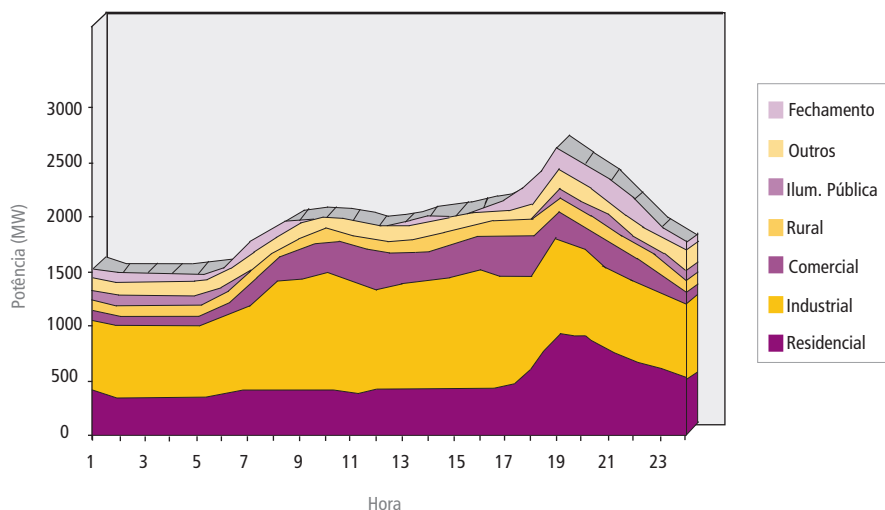
Segundo Ziles (2002), a taxa média de crescimento do mercado mundial de energia fotovoltaica na década de 90 foi 20% e, entre 2000 e 2001, superou os 40%, superando a marca de 300 MW de produção de módulos fotovoltaicos por ano. Tal crescimento pode ser atribuído a programas de incentivo à expansão das energias renováveis que visam reduzir a emissão de gases de efeito estufa.

No Brasil, o principal programa de incentivo é o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Município (PRODEEM). Tal projeto, de cunho social, tem como objetivo a difusão da utilização das fontes alternativas de energia para as comunidades situadas fora das redes de distribuição. De acordo com Ziles (2002), a capacidade instalada no Brasil de fotovoltaicas gira em torno de 12 MW.

Finalmente, a energia solar térmica é obtida através de coletores planos ou de concentradores solares. Diferentemente das células fotovoltaicas, a solar térmica é usada para gerar calor, não somente para aquecimento de água no uso doméstico ou em piscinas, mas também para secagem ou aquecimento industrial, enfim, para uma série de aplicações, como mostrado anteriormente na Figura 8.

Segundo Pereira et alii (2004), o aproveitamento da energia solar térmica, através de instalações de aquecimento solar de pequeno, médio e grande portes, tem-se mostrado como uma solução técnica e economicamente viável, tanto para o consumidor residencial, quanto para as concessionárias de energia. No caso do setor residencial, a substituição dos chuveiros elétricos pode representar uma grande economia de energia, e do lado das concessionárias, propicia a modulação da curva de carga, já que a demanda no horário de ponta pode atingir até cinco vezes a média de potencial requerida. Além disso, a demanda de pico do setor residencial é propagada por toda a curva de carga do sistema, conforme pode ser visto na Figura 9.

Figura 9 - Desagregação da curva de demanda



Fonte: CPFL, 2004 apud Pereira et alii, 2004.

Um exemplo bastante positivo de utilização de aquecedores solares no setor residencial é o que ocorre na cidade de Belo Horizonte, área de concessão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), onde há cerca de 800 prédios com instalação de aquecimento solar central. A iniciativa é atribuída à própria concessionária mineira em parceria com empresas de aquecedores solares e universidades do Estado de Minas Gerais.

■ 3.3. A questão ambiental

O principal fator ambiental que favorece o aproveitamento solar para produção de energia é a não modificação do equilíbrio térmico da Terra. Os equipamentos solares utilizam parte da irradiação disponível como calor ou como eletricidade úteis, antes da energia ser finalmente degradada como calor para o meio ambiente. Portanto, não há aumento ou diminuição líquida do calor. Além disso, tais sistemas são capazes de contribuir para o suprimento de energia elétrica, sem emissão de gases de efeito estufa ou de gases ácidos. Outra vantagem importante é o fato de dispensar a necessidade de transporte de combustível, diminuindo riscos de acidentes, e também a não formação de lagos, evitando a perturbação do equilíbrio ecológico local.

Por outro lado, as plantas solares podem causar impactos como poluição térmica e química dos recursos hídricos, perda de habitat devido ao uso da terra, impacto visual, ruído, e danos ao ecossistema, sendo os dois primeiros considerados os mais importantes. Conforme mencionado anteriormente, as tecnologias conhecidas de aproveitamento solar para geração elétrica são a Heliotérmica (ou Fototérmica) e a Fotovoltaica, que obviamente impactam o meio ambiente de maneiras diferentes. Cabe ressaltar que a descrição de cada tecnologia é feita em nota técnica específica. A seguir serão descritos alguns desses impactos relativos a cada tecnologia.

■ 3.3.1. Aproveitamento heliotérmico

A energia heliotérmica (ou fototérmica) é uma tecnologia relativamente nova, porém tem se mostrado bastante promissora, devido aos reduzidos impactos ambientais associados e à grande disponibilidade de recursos em algumas regiões com grande radiação solar direta, como o Nordeste brasileiro. Tais plantas produzem eletricidade da mesma maneira que as termelétricas convencionais. A diferença é que a fonte de energia é obtida pela concentração da radiação solar, que é convertida em calor de alta temperatura ou gás que é direcionado à turbina ou ao motor. Quatro elementos são necessários: um concentrador, um receptor, alguma forma de meio de transporte ou de estocagem do calor e um conversor de potência. As três tecnologias heliotérmicas mais promissoras são: o cilindro parabólico, a torre central e o disco parabólico.

Os sistemas de torre central e cilindro parabólico exigem as áreas de deserto árido, locais mais apropriados para implantação desses projetos, que possuem características de solo frágil. Portanto, para a implantação de projetos desse porte, as áreas ecologicamente importantes e sensíveis devem ser evitadas, uma vez que, nessas condições, qualquer ocorrência de impacto no meio ambiente torna-se significativo.

O principal impacto visual de plantas de larga escala é atribuído às instalações de torre de potência. Contudo, devido à necessidade de utilização do meio atmosférico como parte do processo, o emprego desses sistemas exige a disponibilidade de áreas de baixa densidade populacional cuja interferência visual é pouco provável, além da exclusão dos locais de especial beleza natural. Neste contexto, é igualmente pouco provável a ocorrência dos impactos causados por ruído à população local (Tolmasquim, 2004).

É também importante ressaltar que os sistemas de torre central têm capacidade de concentração da luz em intensidades bastante elevadas, que podem ser prejudiciais à vista quando ocorre alguma falha no processo de acompanhamento dos raios solares pelos espelhos. Além disso, esses sistemas são também prejudiciais para as aves que porventura estejam nas proximidades do foco da torre, embora experiências operacionais mostrem que os pássaros evitam qualquer área de perigo (IEA, 1998 apud Tolmasquim, 2004).

Os impactos ambientais causados pelos fluidos térmicos utilizados nos sistemas de cilindros parabólicos ou torres centrais estão relacionados com vazamentos ou transbordamentos, os quais podem levar à poluição térmica e química dos recursos hídricos. Neste caso, os efeitos, além de causarem danos ao ecossistema local, podem ser perigosos para a saúde humana, sobretudo em alguns sistemas de potência, os quais utilizam solução de sódio líquido ou sal fundido como meio de transferência de calor. Os perigos não estão presentes em sistemas que utilizam ar como fluido de trabalho.

O fluido de transferência térmica normalmente utilizado na tecnologia de torre central é constituído por uma solução de 60% de nitrato de sódio e 40% de nitrato de potássio. Esta solução apresenta-se, respectivamente, às temperaturas de 290 °C e 570 °C nos tanques frio e quente de armazenamento. Estes tanques são construídos de aço carbono (tanque frio) e aço inoxidável (tanque quente) para resistir à corrosão pelo fluido de transferência térmica, e são revestidos com isolamento térmico. Além disso, estes tanques são construídos para resistir às tensões térmica e hidrostática, portanto os riscos são pequenos.

Para ambas as tecnologias, juntamente com os tanques de armazenagem, devem ser instaladas também bacias de contenção, necessárias para reter os eventuais vazamentos do fluido térmico que está em temperatura elevada. É importante ressaltar que a drenagem das bacias de contenção e dos tanques de armazenagem do fluido não pode ser feita nos lagos, rios e lençóis freáticos, que fazem parte dos recursos hídricos naturais. É necessário que o sistema esteja preparado para trabalhar com uma grande quantidade de fluido térmico

no circuito primário da instalação heliotérmica, levando em consideração a capacidade instalada da usina e a autonomia em horas dos tanques de armazenagem, pois um eventual vazamento ou transbordamento do fluido térmico além dos limites das bacias de contenção pode contaminar o sistema de água de circulação da usina, provocando comprometimentos operacionais no sistema e sérios problemas de ordem ambiental.

Os sistemas de discos parabólicos, por sua vez, têm impactos ambientais associados mínimos, uma vez que normalmente são aproveitamentos de pequena escala. Por apresentarem tamanhos reduzidos, os efeitos de uso da terra e interferência visual são desprezíveis. O valor do nível do ruído gerado pelos motores Stirling é avaliado como abaixo daquele gerado pelos sistemas Diesel (IEA, 1998 apud Tolmasquim, 2004).

Outro fator que contribui para que as plantas heliotérmicas baseadas em discos parabólicos apresentem poucos impactos ambientais é que a tecnologia dispensa água para o seu funcionamento, utiliza-se apenas pequena quantidade para limpeza periódica das superfícies de reflexão, não apresentando, dessa forma, efeitos significativos relacionados aos recursos hídricos.

■ 3.3.2. Aproveitamento fotovoltaico

A geração de energia elétrica por meio de conversão fotovoltaica é menos agressiva ao meio ambiente, porque elimina etapas importantes do processo de geração de eletricidade por usinas termelétricas como as relacionadas à produção, transporte e armazenamento do combustível (Tolmasquim, 2004). Ainda assim, existem impactos ambientais importantes associado ao aproveitamento fotovoltaico. Tais impactos normalmente são tratados pelo método da análise do ciclo de vida. Esta análise é uma metodologia que avalia a totalidade dos impactos ambientais através da vida de um produto, serviço ou setor, no nosso caso, o energético fotovoltaico.

Na tecnologia de conversão fotovoltaica existem impactos ambientais importantes em duas fases: na fase da produção dos módulos, que é uma tecnologia intensiva em energia, e no fim da vida útil, após 30 anos de geração, no momento do descomissionamento da planta, quando parte é reciclada e o restante disposto em algum aterro sanitário.

4. Energia do mar

Embora as diferenças de temperatura das águas do mar em diferentes profundidades representem um enorme potencial energético aproveitável para a geração de energia elétrica, neste item aborda-se apenas o potencial das marés, das correntes marinhas e das ondas, para os quais a tecnologia de aproveitamento para a geração de energia elétrica já alcançou estágio de demonstração em projetos piloto.

■ 4.1. Energia das marés e correntes marinhas

Em termos mundiais, o World Energy Council estima em cerca de 26.000 TWh o potencial de produção de energia das marés e correntes oceânicas, porém, como tecnicamente viável, esse potencial reduz-se a 800 TWh (The World Offshore Renewables Resource Report 2004-2008, DTI).

Para a geração de energia elétrica, entre os aspectos importantes considerados como vantagens sobre outras fontes renováveis estão a previsibilidade e a constância desses recursos naturais.

A maré, resultante da interação gravitacional entre a Terra, a Lua e o Sol, possibilita dois tipos de aproveitamento energético:

- da energia potencial gerada pelas variações do nível médio do mar; e
- da energia cinética do fluxo bidirecional das águas nos movimentos de alta e baixa da maré.

Já as correntes oceânicas, resultantes da ação dos ventos sobre a superfície do mar, de diferenças de salinidade, do aquecimento desigual dos mares pelo sol e dos movimentos de rotação da Terra (efeito Coriolis), possibilitam somente o aproveitamento energético do fluxo unidirecional contínuo das águas do mar.

■ 4.2. A maré e as correntes de maré – aspectos gerais

A maré é o movimento vertical do nível superficial do mar, causado principalmente pela interação gravitacional entre a Terra, a Lua e o Sol. O posicionamento relativo desses astros determina alterações cíclicas na amplitude das marés (diferença de altura entre marés alta e baixa consecutivas), que alcança um máximo quando os astros estão alinhados (marés de sizígia, que ocorrem nas luas cheia e nova) e um mínimo quando estão em quadratura (marés de quadratura ou mortas, que ocorrem nos quartos crescente e minguante).

Também a maior ou menor proximidade dos astros influi na amplitude das marés, maior quando a Lua se aproxima da Terra (perigeu) ou a Terra se aproxima do Sol (periélio). Além dos ciclos diários de 24 horas e 50 minutos e dos ciclos de 14 dias associados às marés de sizígia e de quadratura, mais de cem outras componentes harmônicas de frequências diferentes podem ser identificados, de modo que as marés só se repetem exatamente a cada 18,6 anos.

Em relação à amplitude, as maiores marés do mundo ocorrem no Canadá, na baía de Fundy, onde a diferença de altura entre marés altas e baixas consecutivas supera 16 metros. Marés de elevada amplitude também são encontradas na Inglaterra, França, Argentina e Rússia, como indicado na Tabela 5.

Tabela 5 - Principais marés no mundo

País	Local	Altura (m)
Canadá	Baía de Fundy	16,2
Reino Unido	Estuário de Severn	14,5
França	Port de Ganville	14,7
	La Rance	13,5
Argentina	Puerto Río Gallegos	13,3
Rússia	Penzhinskaya Guba (Mar de Okhotsk)	13,4
	Baía de Mezen (Mar Branco)	10,0

Fonte: Tidal Energy, Northeastern University, Boston, 2001.

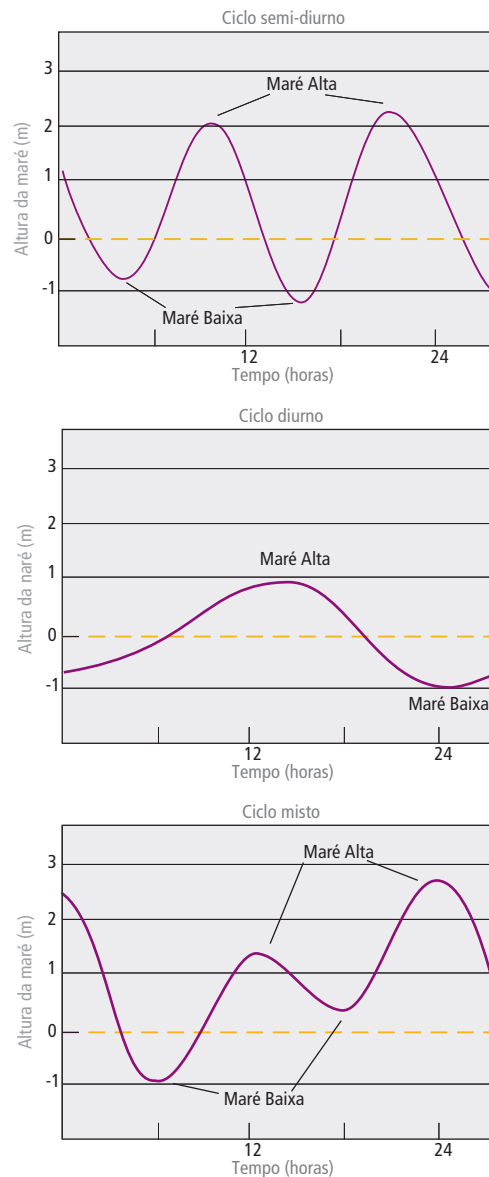
As formas da linha costeira e do fundo do mar exercem influência significativa na altura atingida pelas marés. Plataformas marinhas longas e rasas contribuem para a elevação do nível das águas das marés, assim como o formado em funil de algumas baías, como a de Fundy, no Canadá, exemplo desses efeitos. Os mesmos efeitos explicam amplitudes de marés bastante diferentes entre baías geograficamente próximas.

Vale acrescentar que na baía de Fundy ocorre o fenômeno de ressonância da maré, situação em que o tempo de deslocamento da onda de maré até o fundo da baía e de volta à entrada coincide com o intervalo de tempo entre marés altas sucessivas.

A inclinação do eixo da Terra em relação à órbita da Lua impõe três tipos de ciclo de marés, ilustrados na Figura 10:

- os semi-diurnos: apresentam duas máximas e duas mínimas por dia, com pouca variação de altura entre máximas sucessivas e tendem a ocorrer quando a Lua se posiciona sobre o equador;
- os diurnos: apresentam apenas uma única máxima e uma mínima por dia e tendem a ocorrer em certos locais quando a Lua está à máxima distância do equador;
- os mistos semi-diurnos: caracterizados por largas variações de altura entre máximas ou mínimas sucessivas, que tendem a ocorrer quando a Lua se afasta ao norte ou sul do equador.

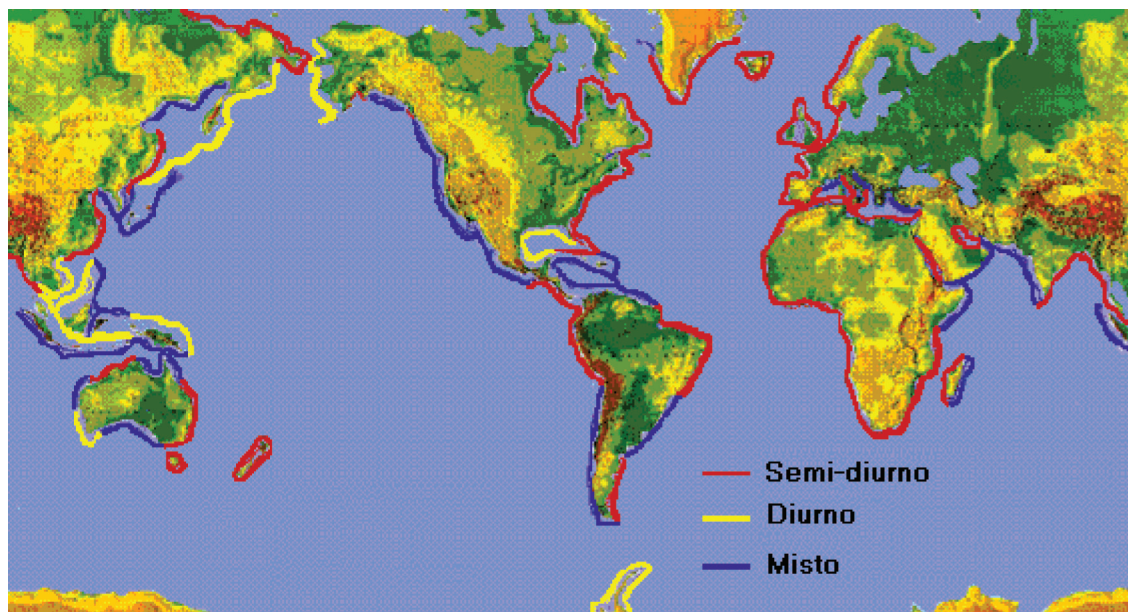
Figura 10 – Tipos de ciclos de maré



As marés seguem padrões complexos, frequentemente diferentes entre oceanos adjacentes ou mesmo entre regiões do mesmo oceano (Sumich, J.L., 1996), como mostra a distribuição geográfica dos ciclos das marés pelo mundo (Figura 11).

Tanto o oceano Atlântico, no mar do Caribe e Golfo do México, quanto o mar de Okhotsk são exemplos dessa complexidade, apresentando todos os três tipos de ciclo de maré em locais relativamente próximos.

Figura 11 – Distribuição mundial dos ciclos de marés



Fonte: NOAA's National Ocean Service.

A costa oceânica brasileira apresenta dois ciclos diferentes, semi-diurno, do Amapá ao Espírito Santo, e misto, do Espírito Santo ao Rio Grande do Sul. A Figura 12 mostra a regularidade do ciclo semi-diurno das marés no porto de São Luís, Maranhão, num período de 14 dias lunares entre as luas cheia e minguante de 24 de janeiro a 06 de fevereiro de 2002, que registra marés altas de até 6,5 metros.

Cobrimdo o mesmo período, a Figura 13 mostra o ciclo de 14 dias no porto de Rio Grande, no Rio Grande do Sul, característico do ciclo misto. Cabe assinalar que as marés de ciclo misto sofrem maior influência de fatores meteorológicos, principalmente do vento, que podem provocar elevações ou abaixamentos do nível do mar de forma aparentemente randômica. Esses fenômenos são freqüentes nos portos brasileiros ao sul de Cabo Frio ¹.

1 Tábuas das Marés, Diretoria de Hidrografia e Navegação, Centro de Hidrografia da Marinha.

Figura 12 – Ciclo de maré em São Luis, Maranhão

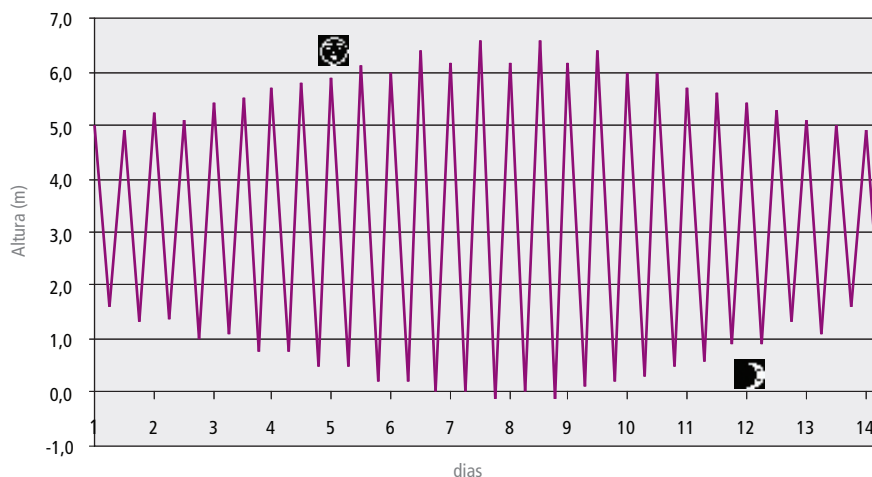
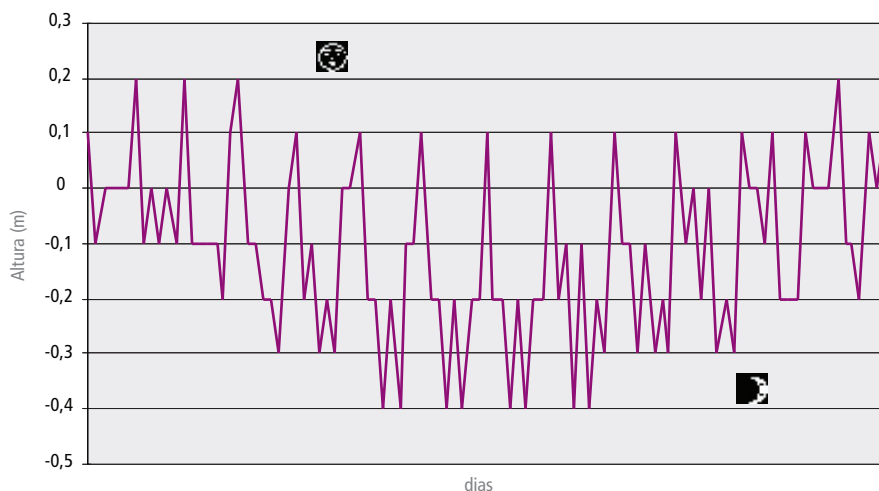


Figura 13 – Ciclo de maré no porto de Rio Grande, Rio Grande do Sul.



Associadas ao movimento do mar durante as marés estão as correntes de maré, que permitem o aproveitamento da energia cinética das águas em movimento. A energia elétrica derivada das correntes de maré é função direta do cubo da velocidade do fluxo.

A velocidade da corrente é influenciada pelos mesmos ciclos astronômicos que regem a amplitude das marés, de modo que repetições cíclicas ocorrem a cada 18,6 anos. As velocidades máximas ocorrem nas marés de sizígia e as mínimas nas marés mortas. As Figura 14 e 15 mostram o comportamento da velocidade da corrente de maré em Seymour Narrow, oeste do Canadá, em períodos de um ano e de 28 dias lunares, respectivamente. Valores positivos correspondem a medidas de velocidade em maré enchente e valores negativos a medidas em maré vazante.

Figura 14 – Velocidades da maré em Seymour Narrow ao longo de 2004

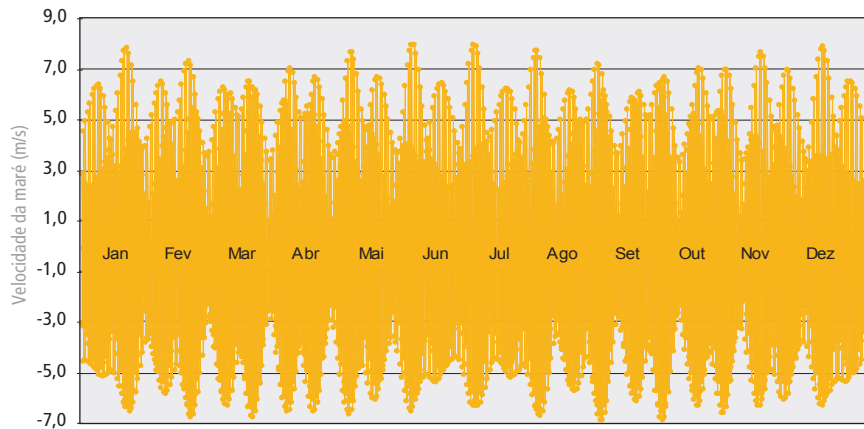
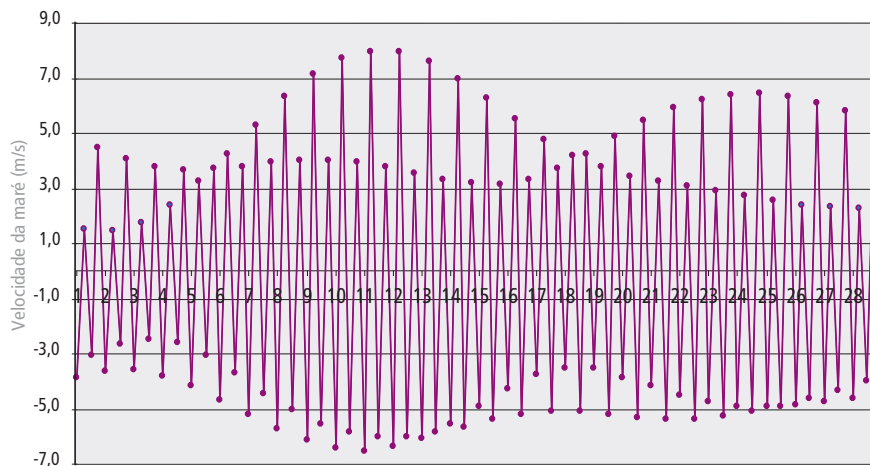


Figura 15 – Velocidades da maré em Seymour Narrow em ciclo de 28 dias lunares



Fonte: NOAA's National Ocean Service.

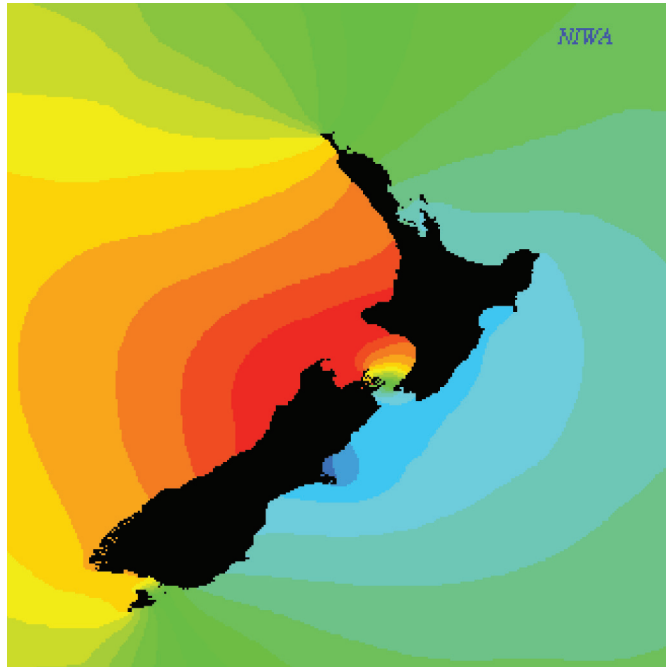
A Figura 15 revela que a velocidade da corrente em maré enchente pode ser significativamente diferente daquela registrada em maré vazante. Em Seymour Narrow, as vazantes são, em média, 10% mais rápidas que as enchentes, embora se registrem diferenças de velocidade entre marés consecutivas de 2,8 m/s, ou mais de 50%. Em outros locais, como Pentland Firth, Escócia, as marés enchentes têm velocidade superior à das marés vazantes.

Ainda que a amplitude da maré possa ser um indicador da velocidade da corrente da maré, é a geometria do local que tem influência preponderante. A profundidade e o formato do fundo do mar, assim como estreitamentos em braços de mar e entradas de baía, podem contribuir para aumentar a velocidade do fluxo.

Um exemplo dramático de particularidade local que potencializa o fluxo de maré ocorre na Nova Zelândia,

onde as marés giram ao redor das ilhas norte e sul, em sentido anti-horário. Entre as extremidades do estreito de Cook, as marés alta e baixa encontram-se quase em oposição, de modo que enquanto na entrada norte do estreito ocorre maré alta, do lado oposto ocorre maré baixa, como ilustra a Figura 16. Como consequência, o fluxo de maré pelo estreito alcança velocidades bastante elevadas.

Figura 16 – Instante de oposição das marés no Estreito de Cook



Fonte: TE ARA Encyclopedia of New Zealand.

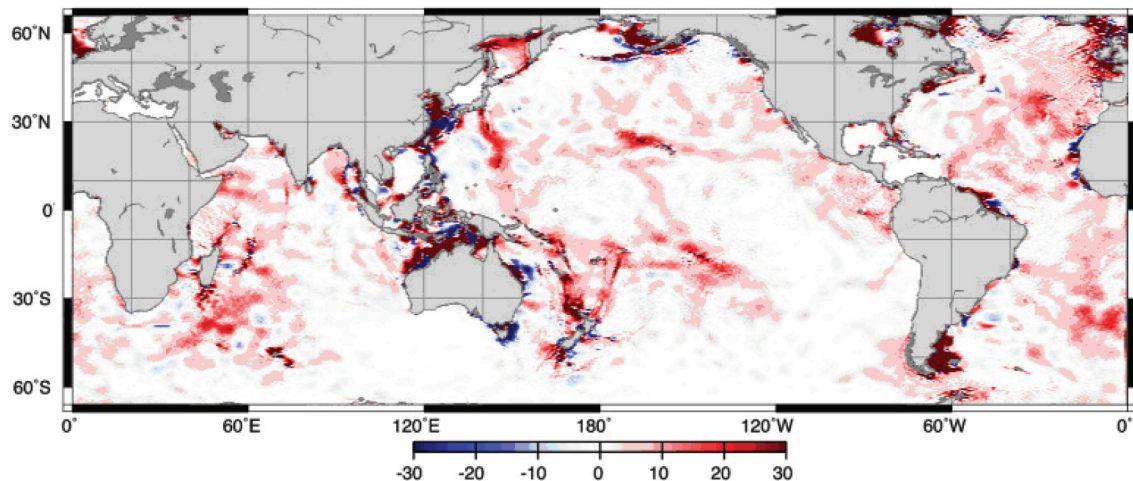
Condições semelhantes existem no estreito de Messina, entre a Itália e a Sicília, onde as marés do mar Tirreno e do mar Jônico estão em oposição de fases.

Notáveis são as velocidades alcançadas pelas marés em Seymour Narrow, onde atingem máxima de 8 m/s. As ilhas Orkney e a região do Kentyre, Escócia, também registram correntes de maré de velocidades elevadas: no estreito de Pentland Firth, atingem máxima de 6,2 m/s com média de 4,4 m/s. Na América do Norte, as maiores velocidades são registradas em Deception Pass (3,4 m/s) e Sergius Narrows (3,1 m/s), Estados Unidos.

O Department of Trade and Industry (DTI), do governo inglês, estimou em 3.000 GW o potencial disponível no mundo em correntes de marés, dos quais 90 GW em locais acessíveis para a geração de energia elétrica². A acessibilidade se refere, basicamente, à profundidade do mar. Boa parte do potencial encontra-se em profundidades superiores a 60m, o que impõe dificuldades técnicas consideráveis ao aproveitamento energético. A Figura 17 apresenta um mapa da dissipação de energia das marés que permite visualizar a distribuição desse potencial energético pelo mundo.

2 World Offshore Renewable Energy Report 2002-2007

Figura 17 – Mapa mundial de dissipação da energia das marés



Fonte: NASA.

Na América do Sul, os maiores potenciais energéticos se encontram ao sul da Argentina, na região das ilhas Malvinas, e na região ao norte do Brasil até as Guianas, onde as marés são de ciclo semi-diurno.

Uma consulta às poucas publicações sobre correntes de maré na costa brasileira revela que locais com velocidade superior 2 nós (1 m/s), com permanência igual ou superior a 4 horas por ciclo, são restritos ao litoral norte, a partir do porto de Luís Correia, no Piauí³.

Mesmo nesse porto, essa velocidade ocorre apenas nas 4 horas após a preamar (portanto em maré vazante) e quando a amplitude da maré supera 2,5 metros. Vale acrescentar que os valores citados se referem à média de 60 horas de observação (30 em sizígia e 30 em quadratura).

No Pará, entre Belém e Salinópolis, também são registradas correntes de maré de velocidade superior a 2 m/s. As cartas do rio Pará indicam, em época de sizígia, velocidades de até 2,7 m/s em maré enchente entre a Ilha de Colares e Belém e de até 2,9 nós (1,5 m/s) próximo à Pta. Tijóca, em maré vazante.

As principais correntes de maré, porém, são encontradas na entrada da Baía de São Marcos, no Maranhão. Em média, a velocidade da maré alcança 1,5 m/s, registrando-se máximas de 3,0 m/s em maré enchente e 4,4 m/s em maré vazante, valores adequados para o atual estágio tecnológico da geração de energia elétrica a partir do fluxo das marés. As correntes são reversas, apresentam a direção Norte a Nordeste nas vazantes e invertem a direção para Sul a Sudoeste durante as enchentes.

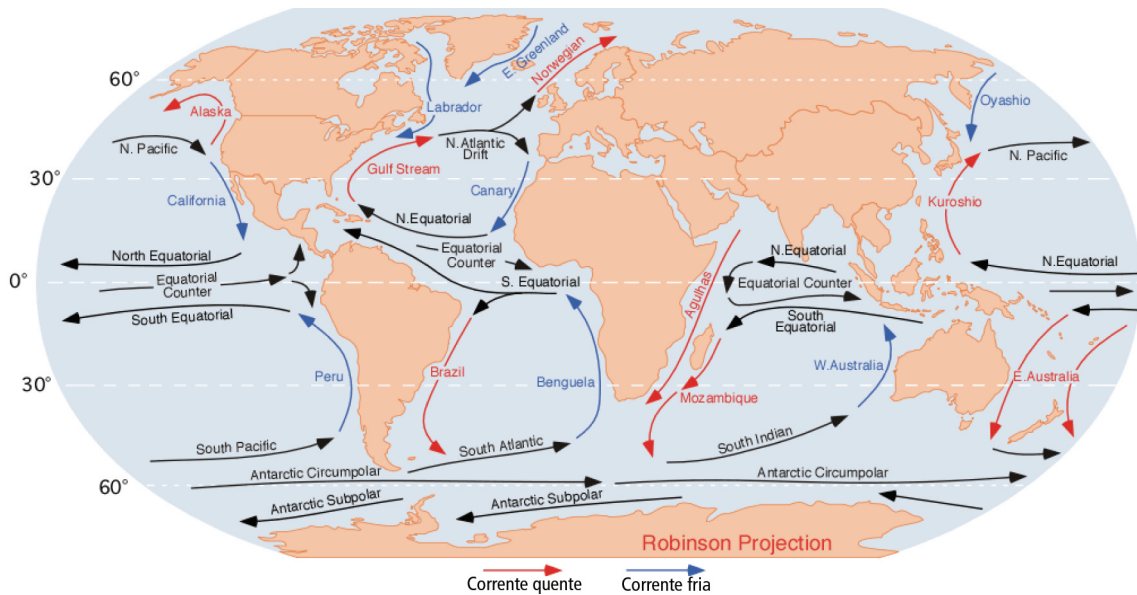
Mais ao norte, próximo a Macapá, entre o porto de Santana e a ilha do Curuá, são registradas velocidades de maré que alcançam mais de 4 m/s. Como particularidade, observa-se que a velocidade da maré nessa região depende da situação hidrológica do rio Amazonas.

3 Carta de correntes de maré nos portos de Itapessoca e Luís Correia, DHN, Marinha do Brasil, 1962

4.3. As correntes marinhas – aspectos gerais

Correntes são fluxos horizontais unidirecionais do oceano causados pelos ventos (superficiais, com até um quilômetro de profundidade), por diferenças de salinidade ou de temperatura das águas (causadores da circulação termohalina, movimentos verticais das massas de água por diferença de densidade) e ainda, pelo efeito Coriolis, como consequência do movimento da Terra. É o fenômeno observado por Gaspar de Coriolis, em 1835, que faz as correntes girarem no sentido horário no hemisfério norte e no sentido anti-horário no hemisfério sul do planeta (Figura 18).

Figura 18 – Sistema mundial de correntes oceânicas



Fonte: Physical Geograph.

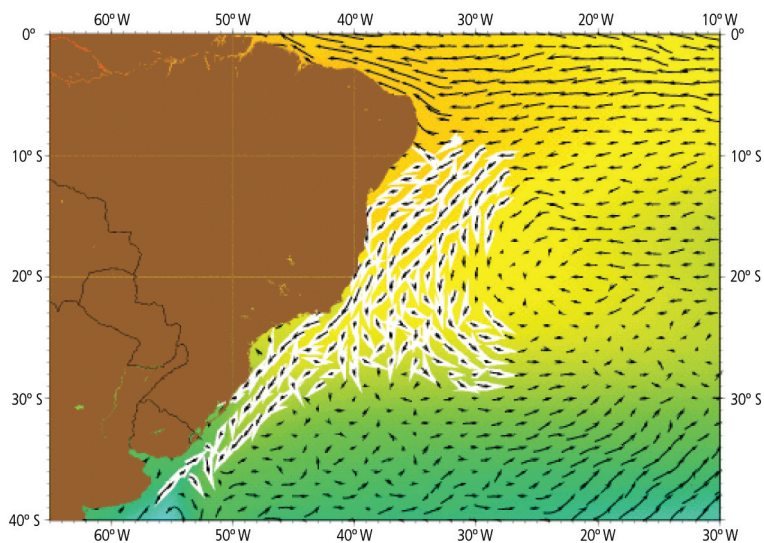
As correntes do Golfo, com largura entre 80 e 150 km, profundidade de até 1.200m e velocidade média de 2 m/s, no oceano Atlântico, e de Kuroshio, no Pacífico, duas das correntes oceânicas mais conhecidas, carregam calor dos trópicos para o norte.

O litoral brasileiro é varrido por duas correntes, originadas da bifurcação da corrente Sul Equatorial: do nordeste para o sul, a corrente do Brasil e, do nordeste para o norte, a corrente do Norte do Brasil.

A corrente do Brasil, confinada aos 600 metros de água mais próximos à superfície, corre na direção sul a partir do Cabo de São Roque, estendendo-se até o Uruguai, onde encontra a corrente ascendente das Malvinas (Figura 19). A velocidade do fluxo é relativamente baixa, entre 0,5 e 1,0 m/s. Na região sudeste, na primavera e no verão, sua velocidade alcança 1,4 nós (0,72 m/s). No outono e inverno, a velocidade se reduz à metade ⁴.

⁴ Signorini, S.R. Contribuição ao estudo da circulação e do transporte de volume da corrente do Brasil entre o cabo de São Tomé e a Baía de Guanabara. São Paulo, B. Inst. Oceanogr., 1976, n.5, p. 157-330.

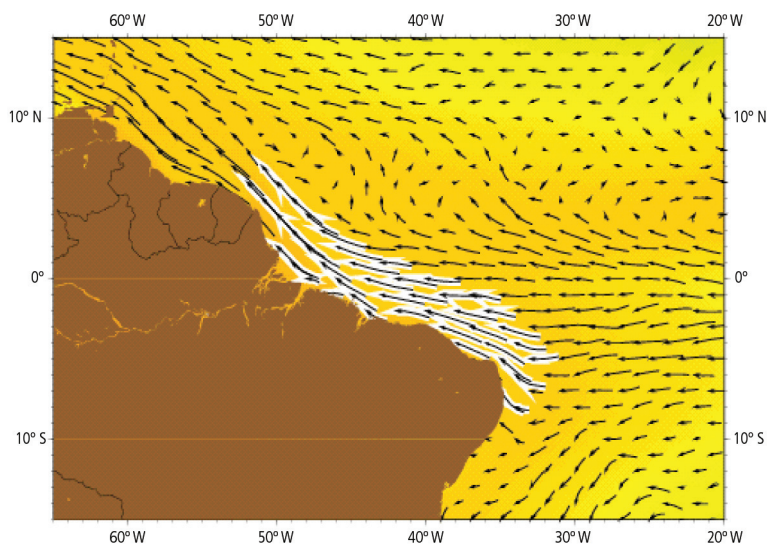
Figura 19 – Corrente do Brasil



Fonte: <http://oceancurrents.rsmas.miami.edu>.

A corrente Norte do Brasil, com largura de cerca de 300 km, corre na direção noroeste a partir do Cabo de São Roque, estendendo-se até as Guianas (Figura 20).

Figura 20 – Corrente Norte do Brasil



Fonte: <http://oceancurrents.rsmas.miami.edu>.

Inicialmente submersa (Norte do Brasil Sub-superficial), tem velocidade de fluxo da ordem de 0,8 m/s a 200m de profundidade. Próxima ao Rio Grande do Norte, torna-se uma corrente de superfície, com velocidade entre 0,6 e 1 m/s, observando-se velocidades de pico de até 1,10 m/s.

■ 4.4. Aproveitamento da energia potencial das marés

A forma mais tradicional de aproveitamento energético das marés é através do barramento de braços de mar, onde as diferenças do nível d'água entre as marés alta e baixa consecutivas proporcionam altura de queda suficiente para o acionamento de turbinas.

Data do século VIII o aproveitamento do movimento das marés, então usado em moinhos de grãos, e um desses moinhos, Eling Tide Mill, construído em 1086 na Inglaterra, ainda se encontra em operação (www.ellingtidemill.wanadoo.co.uk).

A geração de energia elétrica nessas usinas é diretamente proporcional ao rendimento do grupo turbina-gerador, ao volume d'água acumulado e à altura líquida de queda:

$$P = k \cdot \eta \cdot Q \cdot h \quad [\text{kW}]$$

onde a constante k é o produto da densidade do meio (1.070 kg/m^3) pela aceleração da gravidade local (m/s^2), η o rendimento do conjunto turbina-gerador, Q é a vazão da turbina em (m^3/s) e h é a altura líquida da queda (m).

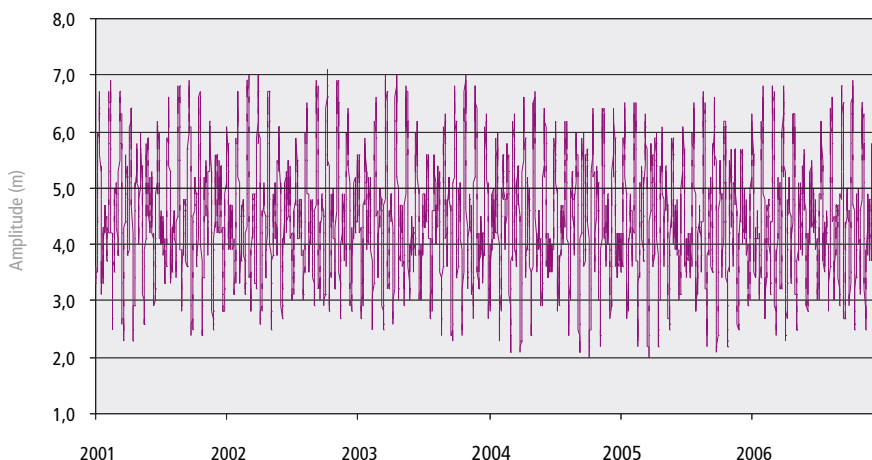
Em termos práticos, a mínima altura de queda que pode justificar o aproveitamento elétrico da energia potencial das marés é de 5 (cinco) metros⁵. Essa restrição reduz drasticamente o número de locais adequados à construção de usinas maremotriz.

Na costa brasileira, e registrados na Tábua de Marés publicada pela Diretoria de Hidrografia e Navegação da Marinha, apenas 4 locais registram amplitudes de marés iguais ou superiores a 5,0 metros: Fundeadouro de Salinópolis, no Pará, São Luís, Ponta da Madeira e Porto de Itaqui, no Maranhão.

A Figura 21 mostra um histórico de previsões da amplitude diária das marés em São Luís entre janeiro de 2001 e dezembro de 2006, que chega a atingir mais de 7,0 metros em algumas ocasiões, porém, em média, não supera 4,5 metros. Em termos de amplitude, Ponta da Madeira e Porto de Itaqui não diferem significativamente de São Luís, enquanto Salinópolis apresenta amplitudes menores.

5 Conforme será apresentado na nota técnica "Caracterização Técnico-Econômica de Outras Fontes".

Figura 21 – Histórico de amplitude das marés em São Luis, Maranhão

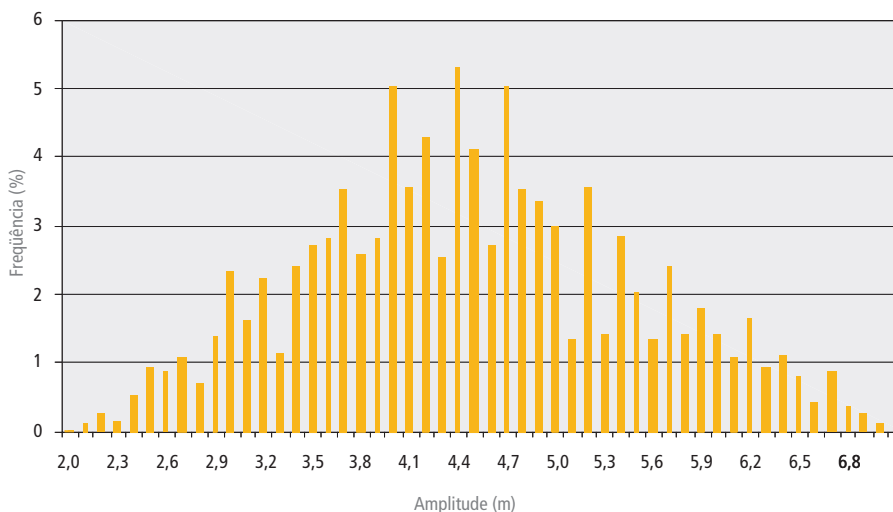


Cabe assinalar que os valores registrados nos gráficos são aqueles previstos através das equações matemáticas que modelam o comportamento das marés. Não incluem, portanto, influências aleatórias de condições climáticas que podem alterar, para mais ou para menos, a amplitude das marés.

Para a análise do aproveitamento energético, porém, há que se considerar ainda a frequência com que a amplitude das marés supera a queda mínima exigida para a viabilização do aproveitamento.

No porto de São Luis, verifica-se que as amplitudes mais frequentes (5,3% das ocorrências) estão compreendidas no intervalo entre 4,4 e 4,5 metros. Amplitudes iguais ou superiores a 5,0 metros ocorrem apenas 30% do tempo (Figura 22).

Figura 22 – Histograma de permanência de amplitude das marés em São Luis



Ponta da Madeira e Porto de Itaqui não apresentam resultados muito diferentes: nesses locais, a permanência de amplitudes iguais ou superiores a 5,0 metros não supera 34%.

Ainda, uma consideração adicional deve ser feita quanto ao ciclo de geração em usinas maremotriz. Essas usinas podem gerar energia em ciclo único, quando aproveitam a maré enchente ou a maré vazante, ou em ciclo duplo, quando aproveitam ambas as marés.

Em ciclo único, a geração é restrita a um período de 4 horas a cada 12 horas, ou 33% do ciclo diário de carga do sistema elétrico. Em ciclo duplo, a geração pode se estender por 8 horas a cada 12 horas, ou 66% do ciclo diário de carga.

Considerando agora a frequência das marés favoráveis em Itaqui ou Ponta da Madeira (34%), conclui-se que a disponibilidade desses aproveitamentos para a geração de energia elétrica estaria limitada a um máximo entre 12,3% e 22,5% do tempo.

Fatores de capacidade máxima dessa ordem, inferiores inclusive à de parques eólicos, aliados aos elevados custos de investimento característicos das usinas maremotriz, tendem a inviabilizar economicamente a exploração do potencial energético das marés nas costas brasileiras.

Entretanto, locais não catalogados pelo Centro de Hidrografia da Marinha ou com características particulares, como a foz do rio Bacanga (também em São Luiz, Maranhão), em estudo pelo Departamento de Engenharia Oceânica da UFRJ, podem vir a revelar-se adequados para aproveitamento energético.

■ 4.5. Aproveitamento da energia cinética de marés e correntes oceânicas

O aproveitamento das correntes, tanto de maré quanto oceânicas, é caracterizado pelo uso de pequenas unidades geradoras, entre 300 kW e 5 MW, agrupadas em “fazendas” geradoras ao estilo das “fazendas” eólicas.

As tecnologias em desenvolvimento podem ser divididas em dois grupos:

- as turbinas, de eixo vertical (Darrieus, Gorlov, Kobold e outras) ou horizontal semelhantes às eólicas, que movimentam geradores em movimentos circulares; e
- os hidrofólios, que movimentam braços hidráulicos (Stingray).

A conversão do movimento linear de um fluido em movimento rotacional útil é realizada, em geral, em turbinas de eixo horizontal ou vertical. A potência instantânea produzida é função da eficiência da conversão (C_p), da densidade do fluido (ρ , 1.025 kg/m³ para água do mar), da área varrida pelo rotor perpendicularmente ao fluxo (A , expressa em m²) e da velocidade do fluxo (V , em m/s):

$$P = 0,5 \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad [w]$$

A eficiência C_p é limitada a 0,59, valor teórico máximo conhecido como fator de Betz, porém as perdas nos equipamentos de transformação da energia cinética têm como consequência valores práticos próximos a 40%. Ressalta-se que as hipóteses teóricas que sustentam o fator de Betz são aplicáveis apenas às turbinas de eixo horizontal ⁶.

Frequentemente, caracteriza-se o local do aproveitamento pela densidade de potência (relação entre a potência instantânea P e a área do rotor da turbina A) expressa em watt por metro quadrado (W/m²). Com a atual tecnologia, as turbinas marinhas podem aproveitar velocidades de fluxo entre 0,5 e 3,5 m/s, que cor-

6 “Simulation of Direct Drive Generators Designed for Underwater Vertical Axis Turbines”, K. Nilsson, E. Segergren e M. Leijon

respondem a densidades máximas teóricas de potência entre 38 e 12.960 W/m².

Apenas para efeito de comparação, as turbinas eólicas operam com velocidades entre 2 e 15 m/s, o que limita a densidade de potência a valores entre 3 e 1.220 W/m². Entre 15 e 25 m/s, a potência dessas turbinas é mantida constante através dos sistemas de controle e, acima de 25 m/s (*cut-out speed*), a geração é nula.

Diferentemente das turbinas eólicas, como a velocidade das correntes nunca é muito superior às aquelas registradas em época de sizígia, as turbinas marinhas sempre mantêm a geração máxima quando a velocidade do fluxo supera a velocidade nominal de projeto.

A extração de energia das correntes de maré ou oceânicas num determinado local é limitada por dois fatores principais, um de ordem econômica, outro de ordem socioambiental.

Para a otimização técnico-econômica da geração, as turbinas devem manter certo afastamento entre si, de modo que a turbulência produzida por uma turbina não afete a geração nas turbinas vizinhas. É necessário também afastamento adequado do leito do mar, tipicamente 10% da profundidade local, onde o atrito reduz a velocidade da corrente.

Para minimizar interferências com o tráfego marinho, também é necessário manter certo afastamento em relação à superfície, que pode alcançar 20m para permitir o trânsito de embarcações de grande calado. Finalmente, a extração de energia da corrente de maré altera o regime hidráulico do local ao reduzir a velocidade natural do fluxo, o que impõe limites ao aproveitamento energético. Esses limites dependem do local, porém admite-se que a extração não deva superar 10 a 20% da energia do fluxo natural.

Dada a pouca experiência com o aproveitamento das correntes, o espaçamento sugerido entre turbinas para se evitar perdas de energia por turbulência é de meio diâmetro das pás entre turbinas adjacentes no sentido perpendicular ao fluxo e de 10 vezes o diâmetro das pás entre turbinas adjacentes ao longo do fluxo da corrente marinha.

Em relação à distância das turbinas à superfície do mar, deve ser levado em conta que a velocidade da maré se reduz com o aumento da velocidade. Uma relação aproximada útil para a correção da velocidade da corrente com a profundidade de instalação da turbina é dada por:

$$V_T = V_S \cdot (z_T / z_S)^{0,1}$$

onde V_T e V_S são, respectivamente, a velocidade da corrente no eixo da turbina e na superfície do oceano, z_T é a distância do eixo da turbina ao leito do mar e z_S a profundidade do mar no local.

Para as correntes oceânicas, relativamente constantes, o potencial energético pode ser estimado a partir da velocidade média observada, corrigida para profundidade do local.

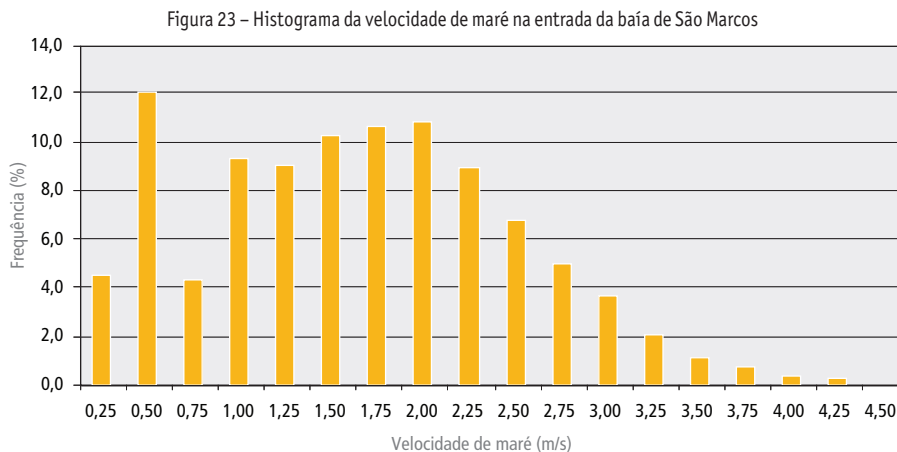
Considerando as velocidades das correntes do Brasil e do Norte do Brasil, a densidade de potência instantânea máxima teórica dos aproveitamentos dessas correntes deve situar-se entre 38 e 1.000 W/m².

Em relação à corrente de maré, de velocidade variável ao longo do dia, o uso de valor médio da velocidade local para estimativa da capacidade de geração tende a subestimar essa capacidade.

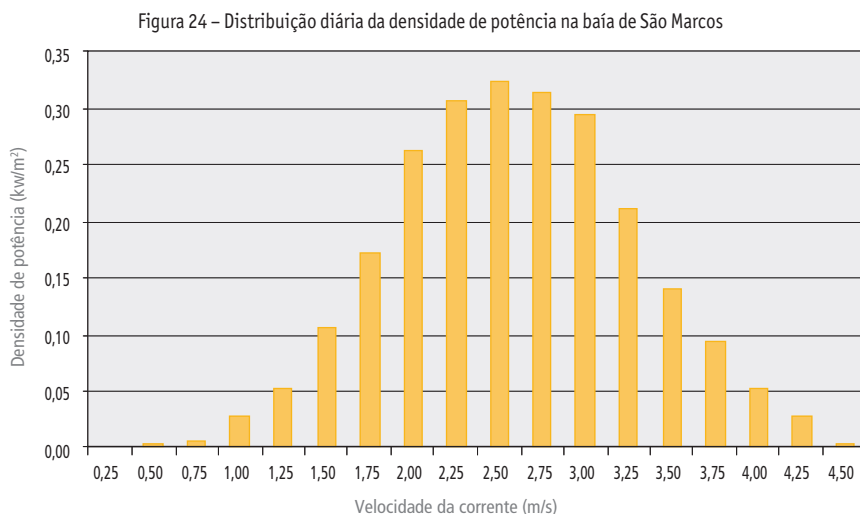
Como a velocidade da corrente de maré num dado local é determinística, ainda que composta de diferentes oscilações harmônicas, as estimativas de potencial local devem ser realizadas a partir da distribuição de frequências da velocidade nesse local. Deve ser levado em conta, ainda, o tempo “morto”, isto é, de velocidade muito próxima à zero, em torno de 20 minutos entre os movimentos de enchente e vazante, em geral não coincidente com os instantes de máxima ou mínima amplitude da maré.

Embora as informações disponíveis sejam precárias, uma indicação aproximada da densidade teórica máxima da potência de equipamentos de geração à maré, na entrada da baía de São Marcos, pode ser obtida.

A Figura 23 mostra em histograma a permanência das velocidades da maré em base horária, como disponibilizado na carta náutica desse local.



A velocidade média local, estimada a partir do histograma de frequências, é de 1,64 m/s. A partir do histograma de velocidade, a densidade máxima teórica da potência no local pode ser estimada em base horária, bem como a distribuição da densidade de potência como função da distribuição diária de velocidade da corrente, como mostra a Figura 24.



A densidade média pode ser estimada em 2,4 kW/m². Admitindo-se que possam ser instaladas turbinas de eixo horizontal com diâmetro de 20 metros e rendimento efetivo de 40%, a potência média resultante, por turbina, seria próxima a 0,5 MW.

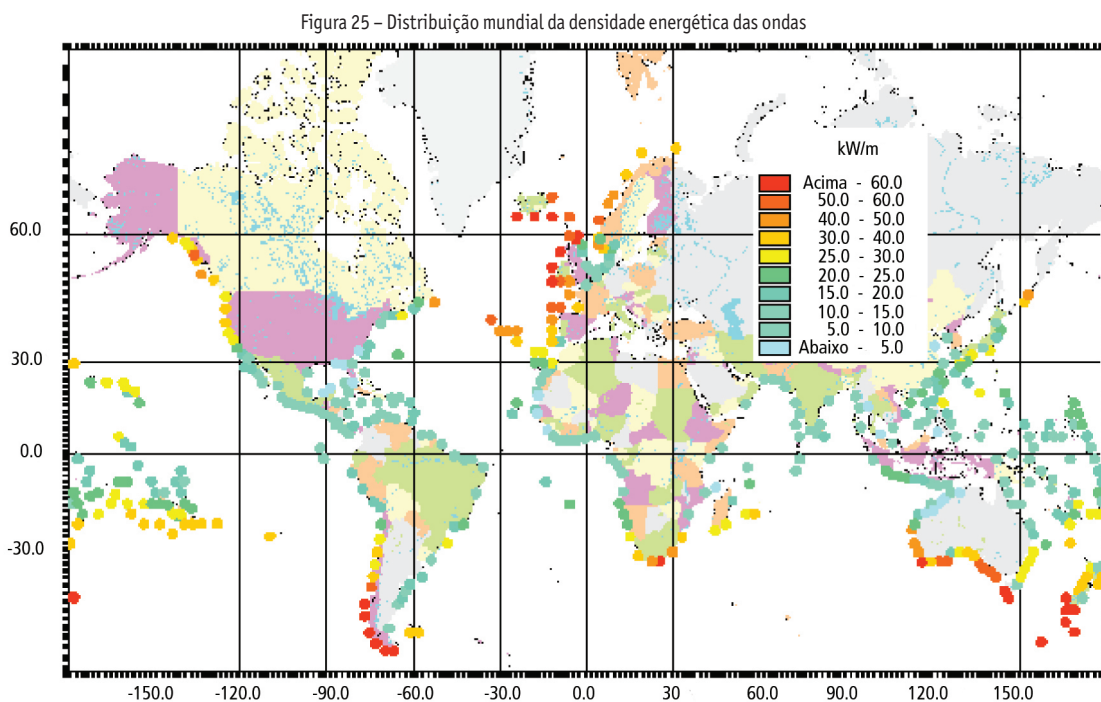
A ausência de informações relativas ao perfil do fundo do mar na entrada da baía de São Marcos, assim

como nos demais locais listados anteriormente, impede uma estimativa do potencial de geração de energia elétrica a partir das correntes de maré na costa brasileira.

■ 4.6. As ondas – aspectos gerais

As ondas do mar estão entre as fontes renováveis de maior densidade energética. Geradas pelo atrito dos ventos com a superfície do mar e restritas aos 50 metros mais próximos à superfície, tem potencial energético estimado entre 2 e 3 milhões de MW. No atual estágio tecnológico de transformação em energia elétrica, admite-se que poderiam suprir cerca de 16% da demanda anual mundial de energia elétrica⁷.

As ondas de maior poder energético se concentram ao sul da América do Sul, Austrália, Nova Zelândia e países da Europa banhados pelo Atlântico Norte, particularmente o Reino Unido (Figura 25). As regiões de ondas pobres em energia incluem a América Central, costa sudeste dos Estados Unidos e América do Sul, oeste da África, sudeste asiático e Japão, onde o conteúdo energético médio das ondas situa-se entre 10 e 20 kW/m.



Fonte: World Wave Atlas.

A indicação de valores médios, ainda que elevados, como ao sudoeste da Nova Zelândia, onde chegam a 100 kW/m, esconde valores extremos que podem superar 1.000 kW/m.

■ 4.7. Aproveitamento da energia das ondas

O aproveitamento das ondas é caracterizado pelo uso de pequenas unidades geradoras entre 50 kW e 750 kW, agrupadas em “fazendas” geradoras, ou em unidades isoladas com potência entre 500 kW e 4 MW.

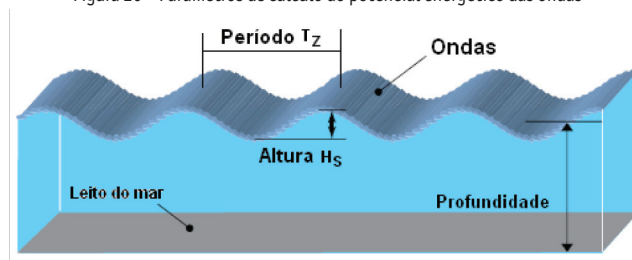
7 Thomas W. Thorpe, 4º European Wave Energy Conference, Aalborg, Dinamarca.

Embora a onda se caracterize pela movimentação vertical em relação à superfície do mar, a energia se propaga no sentido horizontal, perpendicularmente à linha de crista das ondas. Em águas profundas, a densidade energética por metro de frente de onda é dada por:

$$P = \rho \cdot g^2 \cdot T_z \cdot H_s^2 / 32 \lambda \quad [\text{kW/m}]$$

onde ρ é densidade da água do mar e g a aceleração local da gravidade. A altura (H_s) é uma medida estatística da amplitude de oscilação das partículas d'água na direção vertical. Também o período das ondas é uma medida estatística: intervalo médio de tempo (T_z) entre dois picos de ondas sucessivas (Figura 26). O comprimento de onda λ é a distância entre dois picos ou cavados sucessivos.

Figura 26 – Parâmetros de cálculo do potencial energético das ondas



Fonte: The Carbon Trust.

Por “águas profundas” entende-se uma distância entre o fundo e o nível médio da superfície superior à metade do comprimento de onda das ondas no local.

Perto do local de formação, por ventos ou tempestades, as ondas são irregulares. Em águas profundas, se propagam praticamente sem dissipação de energia e se tornam regulares e bem definidas⁸. Com a aproximação da costa, perdem energia nas interações com o fundo do mar, porém refrações e reflexões podem criar locais de elevado conteúdo energético. Tipicamente, em águas com 20m de profundidade, a energia da onda se reduz a cerca de um terço daquela original em águas profundas.

Pela localização relativa à costa oceânica, as tecnologias de geração em desenvolvimento podem ser classificadas em três grupos:

- *onshore*, quando os equipamentos de geração são fixos em terra;
- *nearshore*, quando a geração é próxima à costa, em geral em águas com profundidades próximas a 20 metros e não superior a 40 metros;
- *offshore*, quando a geração é instalada longe da costa, em locais com profundidade superior a 40 metros.

Usinas piloto têm sido instaladas em locais com potencial médio entre 4 kW/m e 110 kW/m, observando-se fatores de capacidade entre 15% (*Mighty Whale*, equipamento *nearshore* instalado em local de 4 kW/m) e 30% (*Limpet*, equipamento *onshore* em local de 20 kW/m)⁹.

O World Wave Atlas permite um cálculo bastante aproximado da quantidade de energia elétrica que pode ser gerada a partir das ondas do mar, em aproveitamentos *onshore*.

8 “Wave Energy Potential on the U.S. Outer Continental Shelf”, U.S. Department of Interior, maio 2006.

9 Conforme nota técnica “Geração a partir de Fontes Renováveis - Caracterização Técnico-Econômica”, integrante do volume Geração Hidrelétrica do PNE 2030.

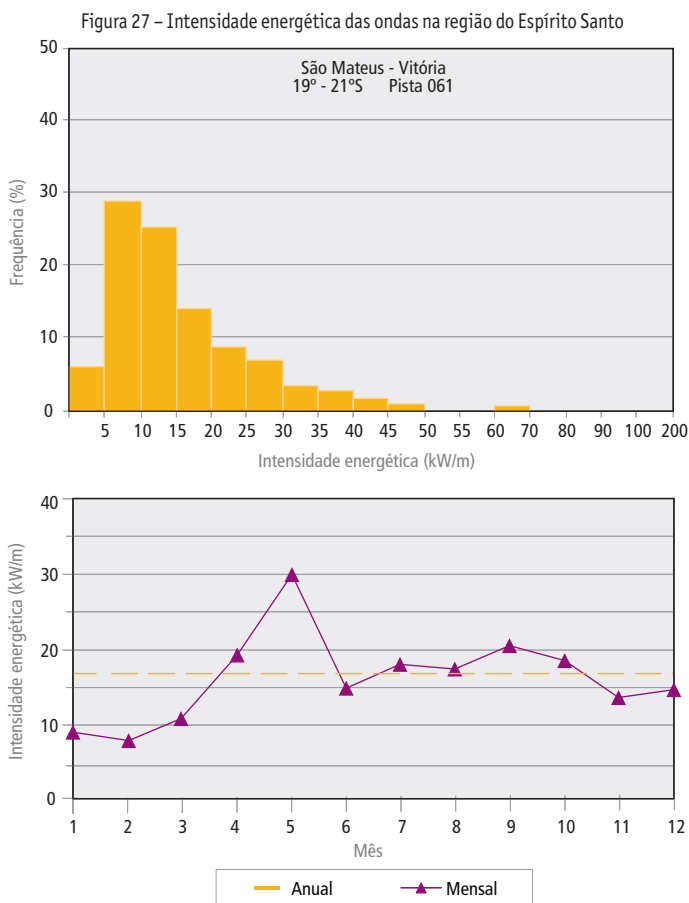
Como o comprimento do litoral é de 7.367 km e assumindo uma potência média de 10 kW/m de frente de onda, já atenuada pelo atrito com o fundo mais raso do oceano, o potencial *onshore* do Brasil seria da ordem de 74 GW.

Admitindo agora que apenas 10% do comprimento da costa reúna condições geográficas adequadas para a instalação de equipamento fixo de geração do tipo OWC e que, de cada quilômetro aproveitável, sejam utilizados 150m para a geração, o potencial brasileiro se reduziria a cerca de 1,1 GW. A geração média anual, para um fator de carga de 0,22, compatível com esse tipo de geração, pode ser estimada em 2,1 TWh.

Esse potencial, porém, não se distribui uniformemente. Nas regiões Norte e Nordeste as ondas têm menor intensidade energética. Estudos realizados pela Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia (COPPE) para a instalação de usina piloto no porto de Pecém, Ceará, indicam valor médio de 7,7 kW/m, com a vantagem, porém, de maior regularidade motivada pela constância dos ventos alíseos.

Outros estudos também realizados pela COPPE em regiões próximas à costa (adequadas à geração *nearshore*), mostram que em direção ao sul do país a intensidade energética das ondas aumenta.

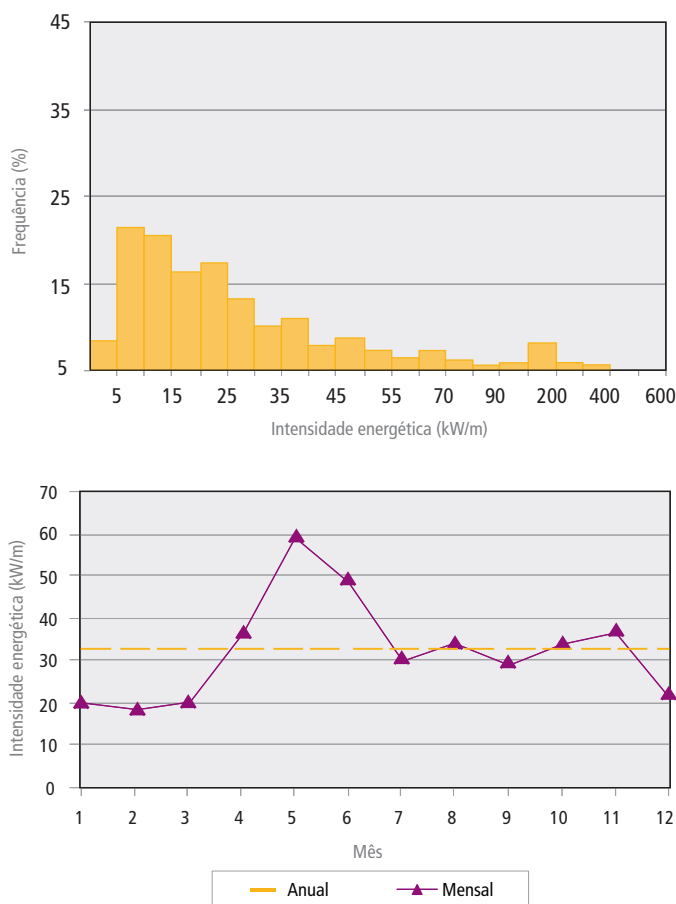
Na região de Vitória, Espírito Santo, a permanência de ondas com potencial igual ou acima de 10 kW/m é superior a 65% do tempo e o potencial médio mensal é de 14,5 kW/m. As ondas de maior potencial são geradas entre o início de abril e meados de maio (Figura 27).



A região de Porto Alegre, Rio Grande do Sul, detêm as ondas de maior intensidade energética do país.

Lá, a frequência das ondas com potencial igual ou acima de 10 kW/m supera 79% do tempo. O menor potencial médio mensal registrado é de cerca de 20 kW/m e a média mensal alcança 32 kW/m. As ondas de maior potencial médio mensal são geradas a partir de abril, estendendo-se até agosto (Figura 28). É necessário registrar uma frequência não desprezível de ocorrência de mar relativamente revolto, com intensidade energética superior a 100 kW/m.

Figura 28 – Intensidade energética das ondas no Rio Grande do Sul



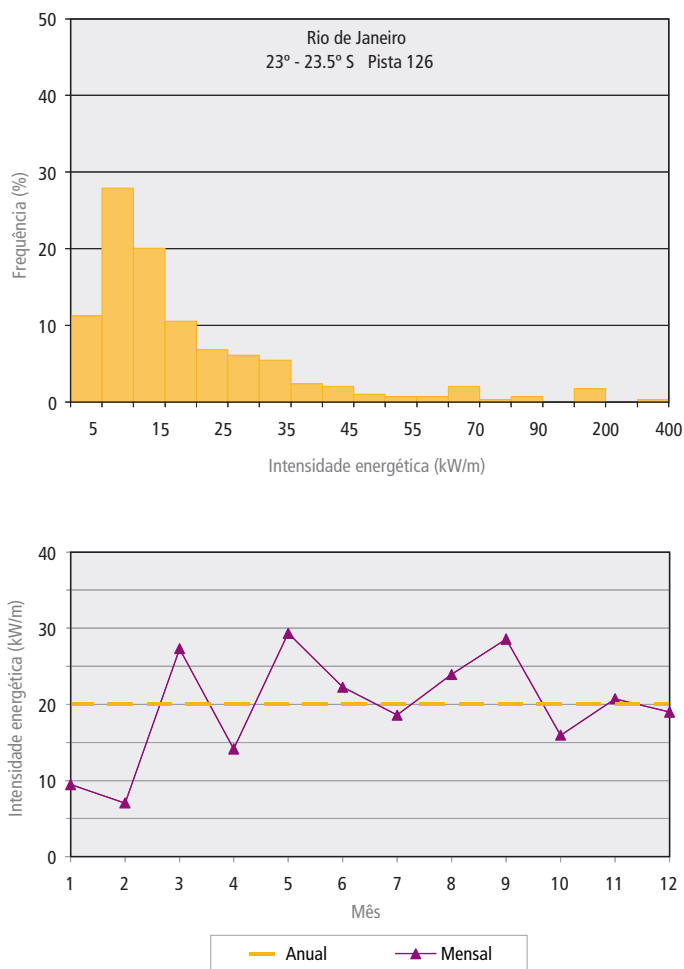
Fonte: COPPE.

Finalmente, pela importância da localização geográfica em relação aos centros de maior consumo de energia elétrica, indica-se o potencial de geração a partir das ondas na região de Cabo Frio, onde as Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) mostra interesse na instalação de usina piloto.

No mar próximo a Cabo Frio e Arraial do Cabo, o encontro das correntes do Brasil e das Malvinas provoca o fenômeno da ressurgência, marcadamente sazonal, caracterizado pelo afloramento de águas profundas, frias e ricas em nutrientes.

A permanência de ondas com potencial acima de 10 kW/m é superior a 61% do tempo e a intensidade energética média mensal é de 20 kW/m. Exceto entre dezembro e meados de fevereiro, quando atinge valores mínimos, o potencial médio mensal das ondas supera 15 kW/m, alcançando valores de até 30 kW/m (Figura 29).

Figura 29 – Intensidade energética das ondas no Rio de Janeiro



Fonte: COPPE.

Finalmente, ainda segundo a COPPE, o potencial energético das ondas brasileiras para exploração *near-shore*, entre Caravelas, Bahia, e a fronteira com o Uruguai, compreendendo uma extensão de 1.900 km, pode ser estimado em 40 GW.

Admitindo-se um fator de capacidade médio de 22%, isso significa uma geração média anual de 77 TWh.

A ausência de informações específicas impede qualquer estimativa do potencial de geração para instalações *offshore*. Apenas como referência, estimativa feita para o potencial energético *offshore* dos Estados Unidos, inclusive Alaska e Havaí, sugere o valor de 240 GW.

Cabe destacar, ainda, a complementaridade que o regime das ondas apresenta em relação ao regime hidrológico dos rios das regiões sul e sudeste do Brasil.

A complementaridade sazonal fica evidenciada pelo maior potencial energético das ondas em período de inverno, coincidente com a menor hidraulicidade dos rios. A ausência de ciclos anuais recessivos, por outro lado, impõe independência estatística entre as ondas e o regime hidrológico de longo prazo, situação que também favorece a exploração da complementaridade desses recursos energéticos.

5. Considerações finais

Neste trabalho, procurou-se avaliar as perspectivas de expansão do aproveitamento de fontes renováveis, especificamente, a energia solar, a eólica, e a do mar em uma perspectiva de longo prazo, de forma a atender aos objetivos do PNE 2030.

Pôde-se perceber, no caso da energia eólica, devido não somente à extensão territorial, mas, sobretudo, ao tamanho do litoral, o Brasil apresenta grande potencial para o aproveitamento de tal fonte renovável. A região Nordeste apresenta as melhores condições, entretanto, há a constante necessidade do levantamento e da atualização das informações sobre os ventos, de forma a favorecer o desenvolvimento de novos projetos. Como foi visto, o país tem feito vários esforços neste sentido, porém ainda insuficientes por causa da extensão territorial do país. Dentre os argumentos favoráveis à expansão do aproveitamento eólico para geração elétrica, a questão ambiental certamente é a que tem maior importância. Tanto que o crescimento da energia eólica no mundo aparece exatamente como uma resposta da sociedade por uma melhor qualidade ambiental no suprimento energético. O crescimento de mercado e o desenvolvimento tecnológico, nos últimos anos, têm tornado a fonte eólica uma opção imprescindível, de presente e futuro, para o fornecimento de energia limpa em grande escala.

No caso da energia solar, o Brasil apresenta excelentes condições para todas as tecnologias de aproveitamento solar. No Nordeste do país, a radiação é bastante favorável à implementação das tecnologias heliotérmicas, comparáveis às melhores regiões do mundo, como o deserto do Sudão e o da Califórnia. Como a maior parte do país situa-se próximo à linha do equador, a duração dos dias também favorece ao aproveitamento fotovoltaico. Tais aspectos são de grande relevância em termos de benefícios ambientais, já que o aproveitamento solar significaria uma expansão da geração com impactos ambientais bastante reduzidos. Pode-se notar, também, que o país já possui uma boa fonte de dados solarimétricos e que vem desenvolvendo novas técnicas para tornar essas informações mais precisas.

A geração de energia elétrica a partir do mar, principalmente derivada das correntes de maré e das ondas,

embora de tecnologia incipiente, comparável com a de geração eólica 10 anos atrás, vem despertando interesse por ter pequeno impacto ambiental, grande previsibilidade, alta densidade energética e amplas perspectivas de evolução técnica a custos competitivos com outras fontes.

Em relação à previsibilidade, a geração a ondas pode ser prevista com antecedência de três dias. Para as marés, a observação contínua de um local por dois ciclos lunares (28 dias) já permite prever com razoável precisão a geração diária ao longo da vida útil da usina ¹⁰.

É necessário reconhecer que o interesse econômico de desenvolvimento tecnológico depende, em boa parte, da possibilidade de multiplicação dos projetos com conseqüente redução de custos pelo fator de escala. Daí a importância do dimensionamento do potencial energético das fontes de geração.

Alguns países com vocação marítima, como Portugal, a Nova Zelândia e o Reino Unido, em particular, têm mapeado e publicado seu potencial energético, tanto aquele derivado das marés e correntes marinhas quanto das ondas, como base de programas governamentais de estímulo ao desenvolvimento de tecnologias de geração ambientalmente saudáveis.

No Brasil, apesar da extensão da costa atlântica e exceto por ações pontuais de algumas universidades, não há um levantamento sistemático de informações necessárias à estimação do potencial energético do mar.

Boa parte das informações disponíveis sobre o mar brasileiro se resume a publicações do Departamento de Hidrografia e Navegação da Marinha, destinada apenas à orientação da navegação costeira e insuficiente para a condução de estudos de potencial energético.

Em relação ao aproveitamento energético das marés da forma mais tradicional, isto é, através de barramento de braços de mar para a formação de reservatórios, as perspectivas nacionais são pouco favoráveis. A amplitude das marés registradas, em associação com a frequência em que ocorrem, tende a inviabilizar, pelo custo, o uso para a geração de energia elétrica.

Por outro lado, o aproveitamento da energia cinética das marés, tendência tecnológica que se consolida pela similaridade com a geração eólica e pelo baixo impacto ambiental, se configura mais promissor.

A partir do porto de Luís Correia, no Piauí, em direção ao norte, diversos locais apresentam velocidade de corrente de maré adequada à exploração energética. Particularmente na Baía de São Marcos, a velocidade da corrente é compatível com o atual estágio de desenvolvimento da tecnologia de geração.

Uma leitura rápida do World Wave Atlas mostra que a densidade energética do mar brasileiro é pobre, o que se traduz num potencial energético relativamente pequeno. Essa observação se confirma pela comparação com Portugal, por exemplo, país de pequeno litoral porém de ondas com maior intensidade energética, que resultam um potencial semelhante, de 40 GW, dos quais metade tecnicamente explorável.

No entanto, entre Vitória e o Rio Grande do Sul, o mar brasileiro apresenta intensidade energética adequada à geração a partir das ondas, compatível com o estágio tecnológico atual dos processos de conversão e sem exibir condições extremas que comprometam a sobrevivência dos equipamentos de geração *nearshore*.

10 "Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal in-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices", EPRI, junho/2006.

6. Referências bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). "Atlas da Energia Elétrica do Brasil". 2ª Ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- AMARANTE, Odilon A. C.; BROWER, Michael; ZACK, John; SÁ, Antônio L. "Atlas do Potencial Eólico Brasileiro". Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, 2001.
- BRAKMANN, Georg; ARINGHOFF, Rainer. Solar Thermal Power. Greenpeace. October, 2003.
- CRAVEIRO, Paulo M. A. "Energia Eólica para a Produção de Eletricidade". In Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica – Volume 2. CRESEB – CEPEL. Rio de Janeiro, 2005.
- DA SILVA, Neilton F. "Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica". Tese de Doutorado. Rio de Janeiro. PPE/COPPE/UFRJ, 2006.
- DUTRA, Ricardo M. "Energia Eólica". In: Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Ed. Relume Dumará. Rio de Janeiro, 2004.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). "Balanço Energético Nacional". Rio de Janeiro, 2005.
- ESTEFEN, Segen Farid "Energia das Ondas". In: Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Ed. Interciência. Rio de Janeiro, 2003.
- LYRA, F.M.; FRAIDENRAICH, N.; TIBA, C. "Solarimetry in Brazil – Status and Proposals. Technical Report – GTEF, pp. 73. Recife, 1993.
- NASCIMENTO, M. V. G. et alii. "Energia Heliotérmica". In: Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2003.
- MARTINS, Fernando R.; PEREIRA, Enio B.; Echer, Márcia P.S. "Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geoestacionário: o Projeto Swera". Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 26, n. 2, p. 145 - 159, 2004.
- PEREIRA, E. M. D. et alii. Energia Solar Térmica. In: "Fontes Alternativas de Energia no Brasil". Rio de Janeiro: Ed. Ciência Moderna. Rio de Janeiro, 2004.
- TIBA, Chigueru. "Atlas Solarimétrico do Brasil". UFPE. CHESF. Recife, 2000.
- TOLMASQUIM, Maurício T. "Fontes Alternativas de Energia no Brasil". Ed. Ciência Moderna. Rio de Janeiro, 2004.
- ZILLES, Roberto. "Energia Solar Fotovoltaica". Disponível em: <http://www.riosvivos.org.br/arquivos/1242925239.PDF>. Acesso em: out.2002.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia
Amaro Olimpio Pereira Junior
Ana Cristina Braga Maia
Vicente Correa Neto

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE OUTRAS FONTES: POTENCIAL DE GERAÇÃO

SUMÁRIO

1.	Introdução.....	63
2.	Energia eólica	63
2.1.	Potencial de geração eólica.....	65
2.1.1.	Potencial eólico <i>offshore</i>	69
2.2.	Questões técnico-econômicas.....	71
2.3.	Restrições ambientais ao aproveitamento do potencial.....	73
3.	Energia solar	74
3.1.	Energia solar heliotérmica	74
3.2.	Energia fotovoltaica	77
3.2.1.	Sistemas isolados.....	78
3.2.2.	Sistemas interligados à rede	79
3.3.	Energia solar térmica	83
3.4.	Potencial de energia solar.....	84
3.5.	Restrições ambientais ao aproveitamento do potencial.....	86
4.	Considerações finais	87
5.	Referências bibliográficas.....	89
5.1.	Reuniões Temáticas na EPE: outras fontes renováveis	89
5.2.	Documentos Consultados	89

1. Introdução

A matriz energética brasileira é caracterizada pela forte presença de fontes renováveis, com destaque para os aproveitamentos hidrelétricos e a utilização da biomassa. Entretanto, o forte crescimento da demanda por energia vai exigir que o país lance mão de todas as fontes disponíveis, para garantir o suprimento da população, assim como de investimentos consistentes em eficiência energética.

Nesse sentido, em uma perspectiva de longo prazo, vários caminhos podem ser seguidos dada a disponibilidade de recursos no país. Se o Brasil desejar manter a alta participação das hídricas no setor elétrico, terá que expandir os aproveitamentos na região Norte, cujo potencial é significativo, onde, porém, a questão ambiental é relevante. Se resolver expandir o aproveitamento das fontes fósseis terá que fazer grandes investimentos na recuperação de gás natural e/ou carvão mineral. Neste caso, o país perderá a grande vantagem comparativa de possuir uma matriz energética limpa. Há, ainda, a possibilidade da ampliação do programa nuclear, que também exige grandes somas de investimento tanto em P&D quanto em infra-estrutura, para exploração e processamento do urânio e para a construção das centrais. O Brasil pode ainda investir nas fontes renováveis, que também são recursos de grande disponibilidade no país, especialmente naquelas cujas tecnologias estão tão maduras quanto às anteriormente citadas.

Todas as fontes relacionadas são opções reais, em diferentes patamares de viabilidade, e o aproveitamento de qualquer uma delas não exclui o aproveitamento de uma outra, além de contribuir para a diversificação da matriz energética, que aumenta a segurança do abastecimento. Dessa maneira, no âmbito do Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), são analisadas as fontes de energia disponíveis no país, e busca-se fornecer subsídios para o estudo da expansão do setor elétrico brasileiro.

Nesta nota técnica, especificamente, analisa-se o potencial das fontes renováveis eólica e solar, no horizonte do plano, levando em consideração as condições técnico-econômicas, os impactos ambientais positivos e negativos, bem como as perspectivas de redução dos custos de investimento e operação. O aproveitamento das pequenas centrais hidrelétricas é tratado no estudo das usinas hidráulicas e o da biomassa em nota técnica específica.

2. Energia eólica

A energia eólica é o aproveitamento do movimento dos ventos para realização de trabalho útil. Inicialmente, suas principais aplicações eram em sistemas de bombeamento d'água e moagens de grãos, a utilização para geração elétrica data do final do século XIX. A partir de então, a tecnologia eólica foi marcada por grandes desafios em pesquisa e desenvolvimento, porém, o principal impulso ocorreu após os choques do petróleo da década de setenta, quando novos estudos e projetos foram desenvolvidos no sentido de ampliar o mercado para o fortalecimento do setor eólico industrial. Durante as décadas de 80 e 90, a indústria eólica mundial cresceu significativamente com o amadurecimento de suas tecnologias e também com a procura de novos mercados.

Importantes iniciativas políticas possibilitaram que países como a Alemanha, Estados Unidos e Dinamarca alcançassem um importante destaque na energia eólica mundial. Subsídios e Leis federais, que garantiam a compra da energia elétrica proveniente de fontes renováveis, ampliaram o uso da energia eólica no “mix” da

geração de energia elétrica em diversos países em todo o mundo.

Uma usina eólica é um conjunto de turbinas eólicas dispostas adequadamente em uma mesma área. Para gerar eletricidade, a turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento que passa pela área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. A potência (P), teoricamente extraída pela turbina eólica, é descrita pela equação:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot C_p \cdot \eta \cdot A \cdot V_i^3$$

onde:

ρ = densidade específica do ar (kg/m^3);

C_p = coeficiente de potência;

η = eficiência de conversão eletromecânica;

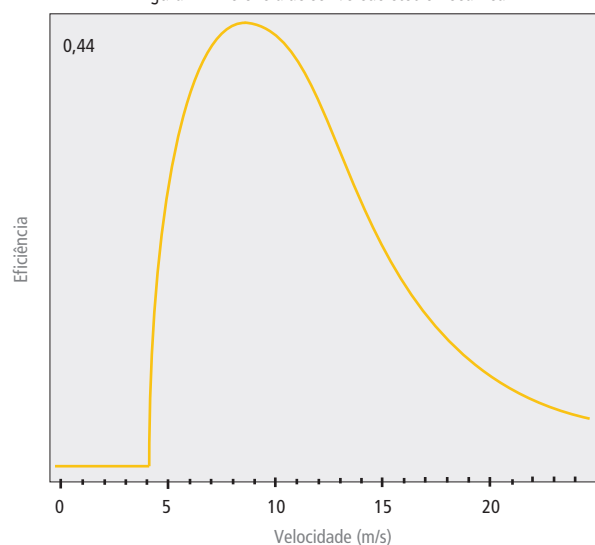
A = área do rotor (m^2); e

V_i = velocidade do fluxo de ar (m/s).

As curvas de potência fornecidas por fabricantes de turbinas, geralmente medidas por órgãos credenciados e independentes, normalmente referem-se a velocidades de vento quase instantâneas (médias de 10 minutos) e densidade específica do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$, nas condições normais de temperatura e pressão. No caso das temperaturas de grande parte do território brasileiro, correções para a densidade do ar local são necessárias (AMARANTE et alii, 2001).

Em condições ideais, o valor máximo teórico de C_p é de 0,593 (Coeficiente de Betz), ou seja, teoricamente 59,3% da energia contida no fluxo de ar pode ser extraída por uma turbina eólica.

Figura 1 - Eficiência de conversão eletromecânica

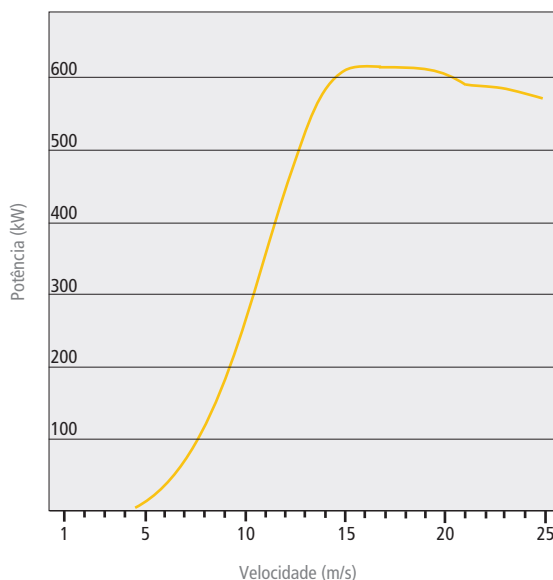


Fonte: www.windpower.org

A eficiência de conversão eletromecânica, por sua vez, mostra como a turbina converte a energia eólica em eletricidade. A Figura 1 ilustra, a partir de uma curva típica de uma turbina de fabricação dinamarquesa, como a eficiência de conversão varia com a velocidade. Nota-se que esses valores podem variar bastante, embora a média da eficiência para essas turbinas seja de 20 %. Nota-se também que a eficiência máxima é de 44 % para uma velocidade de 9 m/s. A faixa de operação e rendimento adequado da turbina é uma decisão de projeto.

Segundo Amarante et alii (2001), usinas eólicas podem apresentar fatores de disponibilidade típicos da ordem de 0,98. A velocidade mínima do vento para justificar o aproveitamento eólico é da ordem de 2,5 - 3,0m/s. Por outro lado, velocidades superiores a aproximadamente 12,0m/s a 15,0m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina. Na Figura 2, é apresentada uma curva de potência de uma turbina eólica de fabricação dinamarquesa de 600 kW de capacidade.

Figura 2 – Curva de potência

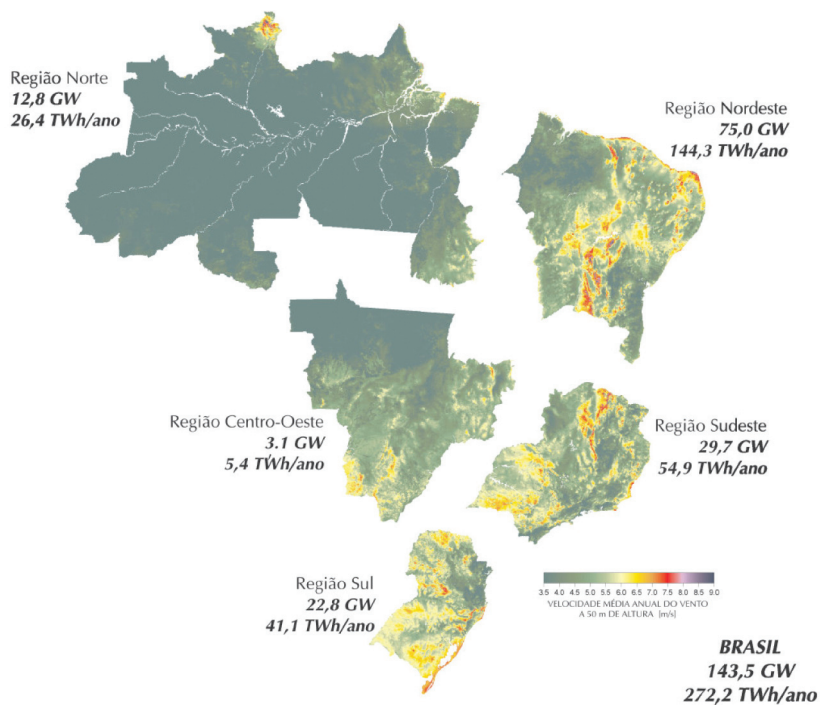


Fonte: www.windpower.org.

■ 2.1. Potencial de geração eólica

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et alii, 2001) apresenta uma síntese das características dos regimes de vento organizada em sete regiões geográficas: Bacia Amazônica Ocidental e Central; Bacia Amazônica Oriental; Zona Litorânea Norte-Nordeste; Zona Litorânea Nordeste-Sudeste; Elevações Nordeste-Sudeste; Planalto Central e; Planaltos do Sul, conforme mencionado na nota técnica “Avaliação do potencial de outras fontes como recurso energético”. Os estudos realizados mostram que os melhores potenciais para aplicações em energia eólica no Brasil são encontrados no Nordeste, embora haja potenciais significativos no Sudeste e Sul e um pouco no Norte, como se pode ver na Figura 3.

Figura 3 – Potencial eólico brasileiro por região



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, AMARANTE et alii, 2001.

Esta estimativa pressupõe várias considerações, de acordo com o estado-da-arte das tecnologias na atualidade: ventos com velocidade anual média superior a 7 m/s, curvas de desempenho das turbinas atuais a 50 m de altura, densidade média de ocupação do terreno de 2 MW/km², intervalos com incrementos de 0,5 m/s para as velocidades médias, disponibilidade de 0,98 e descartadas as áreas alagadas. Outras estimativas consideram potenciais variando entre 20 GW e 145 GW, sendo o valor mais aceito o de 60 GW, segundo a International Atomic Energy Agency (IAEA, 2006). O MME considera o potencial de 30 GW (PORTO, 2005).

Dutra (2004) faz as seguintes observações sobre o desenvolvimento da tecnologia de geração eólio-elétrica no Brasil:

“Para viabilizar uma participação mais efetiva da energia eólica na matriz energética nacional, destacam-se as seguintes linhas de pesquisa e desenvolvimento:

- Modelos computacionais adequados ao clima e à topografia do Brasil;
- Distribuição estatística de dados de vento e uniformidade na disponibilização dos dados;
- Pesquisa sobre a qualidade da energia de fazendas eólicas e o impacto na rede;
- Desenvolvimento aerodinâmico de aerogeradores adequados a condições tropicais do Brasil;
- Pesquisas sobre a aplicabilidade da energia eólica em sistemas híbridos (Eólico-Diesel e Eólico-Solar-Diesel)”.

Até 2005, existiam apenas 29 MW de usinas eólicas instaladas no Brasil e, hoje, ao final do mês de outubro de 2006, já somam 187 MW, como se observa na Tabela 1.

Tabela 1 – Usinas eólicas em operação no Brasil

Usina	Potência fiscalizada (kW)	Município
Eólica de Prainha	10.000	Aquiraz - CE
Eólica de Taíba	5.000	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1.000	Gouveia - MG
Eólio - Elétrica de Palmas	2.500	Palmas - PR
Eólica de Fernando de Noronha	225	Fernando de Noronha - PE
Mucuripe	2.400	Fortaleza - CE
RN 15 - Rio do Fogo	49.300	Rio do Fogo - RN
Eólica de Bom Jardim	600	Bom Jardim da Serra - SC
Eólica Olinda	225	Olinda - PE
Parque Eólico do Horizonte	4.800	Água Doce - SC
Macau	1.800	Macau - RN
Eólica Água Doce	9.000	Água Doce - SC
Parque Eólico de Osório	50.000	Osório - RS
Parque Eólico Sangradouro	50.000	Osório - RS
Total: 14 Usinas	186.850	

Fonte: Aneel, 2006.

Em construção existe apenas a usina assinalada na Tabela 2, participante do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

Tabela 2 – Usina eólica em construção no Brasil

Usina	Potência Outorgada (kW)	Município
Parque Eólico dos Índios	50.000	Osório - RS
Total: 1 Usina	50.000	

Fonte: Aneel, 2006.

Um total de 109 usinas já possui concessão outorgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), porém a fiscalização dessa Agência indica que estas ainda não iniciaram as obras de construção, tanto usinas do PROINFA como as demais, como mostra a Tabela 3, onde se pode ver que apenas a usina Parque Eólico dos Índios (Tabela 2), no Rio Grande do Sul, iniciou as obras civis de infra-estrutura, porém não a montagem eletromecânica, cujo início estava previsto para março deste ano (ANEEL, 2006).

Atualmente, o grande incentivo dado às fontes alternativas de energia está no PROINFA, criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 (BRASIL, 2002), que promove, na sua primeira fase, a instalação de 3.300 MW de potência repartidos igualmente entre as centrais eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa.

Na licitação feita, foram contratados 1.422 MW de energia eólica, em 54 empreendimentos, aproveitando a sobra de biomassa, que não preencheu a sua cota de 1.100 MW. No entanto, como se viu acima, apenas um empreendimento iniciou as obras da usina. Dutra e Szklo (2004) atribuem este fato a 3 fatores:

- Falta de capacidade financeira dos agentes, que devem complementar os 70% financiados pelo BNDES;
- Insuficiência no parque industrial brasileiro: o programa exige um índice de nacionalização de 90% dos equipamentos e, hoje, apenas 2 fábricas atuam no país com uma capacidade global de 550 MW/ano; e
- Necessidade de revisão dos projetos.

Tabela 3 – Usinas eólicas outorgadas (em MW)

Estado	N.º de usinas	PROINFA	Não PROINFA	Total
CE	25	383	980	1.363
RN	17	152	1.077	1.229
RS	25	78	1.076	1.154
SC	14	218	110	327
RJ	6	163	114	277
BA	1	-	192	192
PB	13	47	18	65
PI	3	18	46	64
PE	5	21	-	21
Total geral	109	1.079	3.612	4.692

Fonte: Aneel, out.2006.

A segunda fase do PROINFA, prevista para iniciar após o término da primeira, e terminar em 20 anos após o início do programa, portanto, em 2022, supõe que as 3 fontes eleitas, PCH, biomassa e eólica, atinjam uma participação de 10 % da geração de energia elétrica brasileira. Supõe ainda contratar, a cada ano, no mínimo 15% do acréscimo de geração do setor (BRASIL, 2002). Com base nestes números e considerando a projeção da demanda feita nos quatro cenários considerados no PNE 2030 (EPE, 2006b), um prolongamento destes números de 2022 a 2030, um fator de capacidade de 0,30, e uma divisão equitativa entre as três fontes, chega-se a uma potência instalada de geração de energia elétrica em usinas eólicas, no fim do horizonte, entre 9 GW e 13 GW.

Dutra e Szklo (2006), no entanto, chamam a atenção para a indefinição de critérios de contratação na segunda fase, pois, a prevalecer a contratação pelo menor preço da energia gerada ¹, as usinas com biomassa como fonte combustível e as PCH's deverão prevalecer, impedindo a penetração da geração eólica.

Na primeira fase do PROINFA, quando os valores econômicos das tecnologias foram previamente estabelecidos, a tarifa da geração eólica ficou entre 201,83 R\$/MWh e 228,90 R\$/MWh, em função do fator de capacidade, enquanto para a biomassa os valores foram estabelecidos entre 105,04 R\$/MWh, se o combustível fosse bagaço de cana, e 113,53 R\$/MWh, se fosse resíduo de madeira; a tarifa da geração em PCH's foi de 131,08 R\$/MWh (PORTO, 2005).

Outra limitação, criada para garantir a modicidade tarifária, é a de que *“o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR ² não poderá exceder 0,5% desta tarifa”* e *“os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar 5%”* (DUTRA E SZKLO, 2006). Os autores fizeram algumas projeções supondo três alternativas de contratação:

- Utilização exclusiva de cada fonte;
- Divisão igualitária por energia; e
- Divisão igualitária por potência.

No primeiro caso, haveria 4,4 GW de potência instalada de eólica, no segundo, 3,5 GW, e 2,9 GW, no terceiro, todos os três, portanto, bem inferiores à projeção meramente técnica feita anteriormente.

1 Segundo os autores, há *“indicativos de que definições da segunda fase do PROINFA só ocorrerão após a consolidação da primeira fase e que as regras deverão seguir os parâmetros do novo modelo do setor elétrico”* (DUTRA E SZKLO, 2006), isto é, seleção pelo menor preço da energia gerada.

2 O Novo Modelo do Setor Elétrico prevê dois ambientes de contratação – o ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e o ACL (Ambiente de Contratação Livre) – MME, 2004.

■ 2.1.1. Potencial eólico *offshore*

Ainda que a principal referência de potencial eólico do Brasil, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE *et al.*, 2001), não apresente avaliações a respeito da potencialidade energética dos ventos na plataforma continental do vasto litoral brasileiro, que tem nada menos que 7.367 km de extensão, e conta com avançado desenvolvimento em tecnologias *offshore* em função do desenvolvimento e capacitação para a prospecção e produção de petróleo e gás natural neste ambiente, esta alternativa não pode ser ignorada e esta via deve ser ainda cuidadosamente avaliada.

Segundo British Wind Energy Association (BWEA, 2006) um total de 10 projetos *offshore* está operando, atualmente, em todo o mundo, perfazendo 587 MW instalados, conforme apresentado na Tabela 4, que se iniciaram em escala relativamente pequena e em águas rasas ou protegidas. Atualmente, uma série de outros países está estruturando programas para o desenvolvimento de alternativas de aproveitamento do potencial eólico de suas plataformas continentais, totalizando 3.280 MW, entre os quais se destacam:

- Horns Rev II, Dinamarca, 200 MW;
- Mouth of the Western Scheldt River, Holanda, 100 MW;
- Ijmuiden, Holanda, 100 MW;
- Lillgrund Bank, Suécia, 48 MW;
- Uttgrunden II, Suécia, 72 MW;
- Barsebank, Suécia, 750 MW;
- Kish Bank, Irlanda, 250 MW;
- Cape Wind, Estados Unidos, 420 MW;
- Long Island, Estados Unidos, 140 MW;
- Arklow II, Irlanda, 500 MW;
- Cape Trafalgar, Espanha, 500 MW;
- Thornton Bank, Bélgica, 200 MW; e
- Uma série de grandes projetos está também em desenvolvimento em águas alemãs, com uma perspectiva de ultrapassar 30 GW.

Figura 4 – Exemplo de fazenda eólica *offshore*

Fonte: BWEA, 2006.

Utilizando uma classe superior de máquinas aerogeradoras, como pode ser visto na evolução apresentada na Figura 5, estes projetos apresentam um maior volume específico de energia elétrica gerada ao beneficiarem-se da constância dos regimes de vento no oceano. Há estimativas de que dos 60 GW de geração eólica previstos para serem instalados no mundo até 2010, 5 GW estarão em usinas eólicas *offshore*.

Tabela 4 – Projetos de fazendas eólicas offshore atualmente em operação no mundo

Localização	País	Entrada em operação	Potência (MW)	N.º
Vindeby	Dinamarca	1991	4,95	11
Lely (Ijsselmeer)	Holanda	1994	2,0	4
Tunø Knob	Dinamarca	1995	5,0	10
Dronten (Ijsselmeer)	Holanda	1996	11,4	19
Gotland (Bockstigen)	Suécia	1997	2,5	5
Blyth Offshore	Inglaterra	2000	3,8	2
Middelgrunden, Copenhagen	Dinamarca	2001	40	20
Uttgrunden, Kalmar Sound	Suécia	2001	10,5	7
Yttre Stengrund	Suécia	2001	10	5
Horns Rev	Dinamarca	2002	160	80
Frederikshaven	Dinamarca	2003	10,6	4
Samsø	Dinamarca	2003	23	10
North Hoyle	Inglaterra	2003	60	30
Nysted	Dinamarca	2004	158	72
Arklow Bank	Irlanda	2004	25,2	7
Scroby Sands	Inglaterra	2004	60	30
Total			587	316

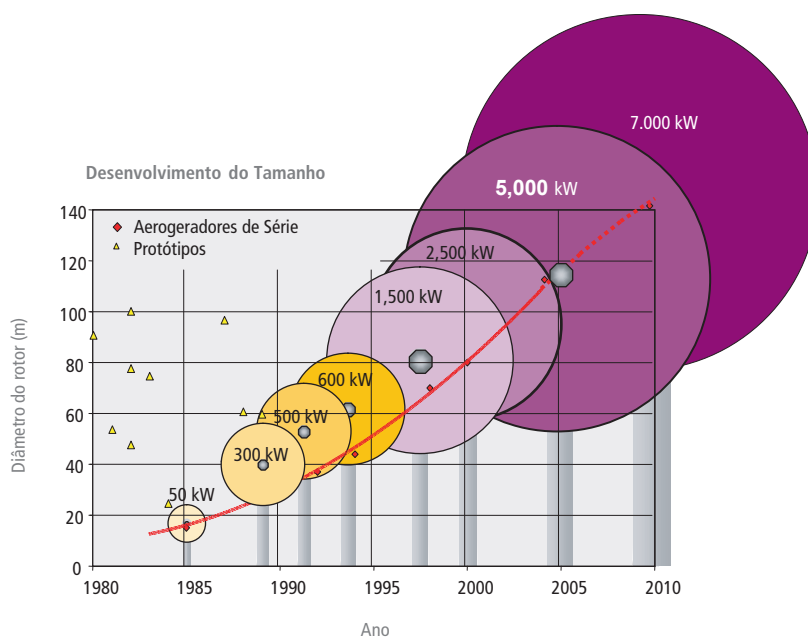
Fonte: BWEA, 2006.

■ 2.2. Questões técnico-econômicas

O desenvolvimento comercial e tecnológico das usinas eólicas está estritamente relacionado com o tamanho das turbinas, que com 10 metros de diâmetro, alcançavam potências entre 22 kW e 35 kW em meados de 1970. A evolução das turbinas eólicas está mostrada na Figura 5.

Além do tamanho das turbinas, o avanço tecnológico resultou também no desenvolvimento do sistema de controle do passo das pás, do acoplamento direto, do sistema de variação de velocidade, de sistemas eletrônicos, além de melhores materiais. Uma das principais tendências é no sentido de aumentar o diâmetro do rotor com o objetivo de turbinas para aplicações *offshore*. Outra grande tendência é o desenvolvimento de pequenas turbinas (10 kW) para atender, por exemplo, a sistemas isolados (IEA, 2003).

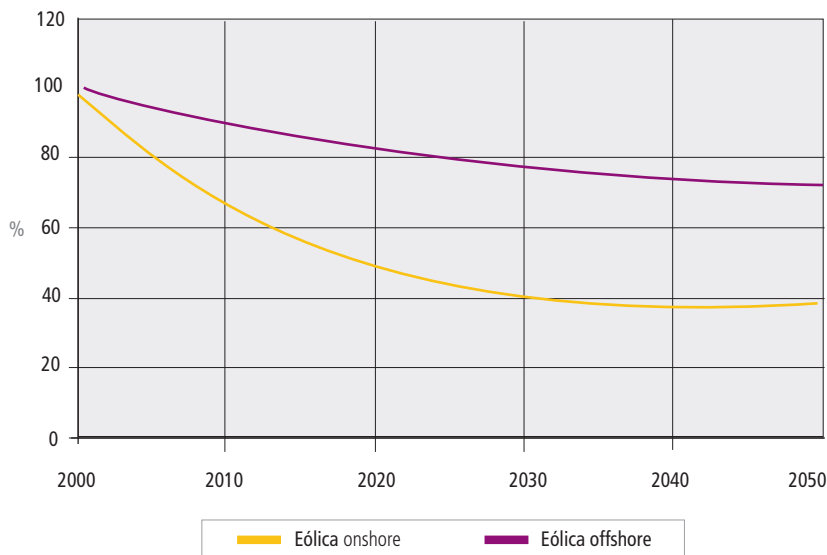
Figura 5 - Evolução das turbinas eólicas



Fonte: DEWI, 2006.

Nos últimos quinze anos, o custo de instalação das usinas eólicas tem caído bastante, principalmente devido à redução do preço das turbinas, do melhor conhecimento da tecnologia, da melhoria da eficiência e dos métodos de produção. Há, também, uma tendência de que os custos se reduzam na medida em que aumenta o tamanho das turbinas. De acordo com Teske (2005), por volta de 2030, o custo de investimento das usinas *onshore* deve cair na ordem de 60% do valor de 2000 e de 20% para as *offshore*, como ilustra a Figura 6.

Figura 6 – Curva de aprendizagem para usinas eólicas



Fonte: Teske, 2005.

O custo unitário da geração de energia elétrica a partir da energia eólica (US\$/kWh), também, se reduz drasticamente com a queda do custo dos componentes e dos custos de fabricação. Uma avaliação dos aerogeradores instalados na Dinamarca, realizada pelo National Reserch Laboratory (RISØ), em 1995, observou que os custos tinham caído de 169 US\$/MWh, em 1989, para 61,5 US\$/MWh, em 1995, que representa uma redução de dois terços. Quando esses cálculos foram realizados, as máquinas de 500 kW ainda não estavam integralmente fixadas no comércio e foram posteriormente ampliadas para as versões de 600 kW e 750 kW. O resultado é que o preço unitário da geração é, em alguns casos na Europa, já alcança 46 US\$/MWh (DUTRA, 2004).

A região Nordeste brasileira apresenta excepcionais condições para o aproveitamento da energia eólica, com regimes de ventos favoráveis tanto em termos de velocidade média anual como em termos da sazonalidade anual, que possibilita a complementaridade com a energia hidráulica, não apresenta períodos críticos recessivos e, apesar da variabilidade da disponibilidade de geração ao longo dos períodos diários e anuais, toda a energia gerada contribuirá para a redução da demanda de energia de termelétricas, particularmente nesta região cujo potencial hidrelétrico já se encontra aproveitado.

O potencial eólico brasileiro tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia. Tal interesse pode ser evidenciado na instalação da Wobben Wind Power, empresa alemã subsidiária da Enercon GbH, que, inicialmente, tinha a responsabilidade da construção de pás das turbinas eólicas dos modelos da Enercon e que já possui infra-estrutura e parcerias que viabilizaram a manufatura dos modelos E-40-600kW e E-48-800 kW, com alto índice de aproveitamento de matéria prima e mão de obra nacionais.

Tabela 5 Composição dos custos das turbinas onshore e offshore

Composição dos custos	Onshore	Offshore
Total de investimento	1.000 a 1.400 US\$/kW	1.500 a 2.300 US\$/kW
Turbina Eólica	65 a 75 %	30 a 50%
Fundação	5 a 10%	15 a 25%
Conexão elétrica interna e conexão via cabo submarino	10 a 15%	15 a 30%
Instalação	0 a 5%	0 a 30%
Outros	5%	8%

Fonte: WIND ENGINEERING VOLUME 28, NO. 1, 2004.

Diversas empresas estrangeiras já mostraram interesse em estudos de viabilidade técnica para implementação de grandes parques eólicos no Brasil. Existem cerca de 5,3 GW, em projetos eólicos, autorizados pela ANEEL. Empresas, como a Wobben Wind Power Industria e Com. Ltda, SIIF Énergies do Brasil Ltda, Fuhrmet Energy Brasil Ltda, Energias Renováveis do Brasil Ltda e outras, já mantêm torres de medições e estudos de infra-estrutura para instalação e operação de parques eólicos que, nesta fase, em sua grande maioria, encontram-se planejados para instalação ao longo da costa da região Nordeste (Dutra, 2004).

Uma discussão mais detalhada sobre as tecnologias de geração eólica, assim como os seus custos, é apresentada na nota técnica “Geração de energia elétrica a partir de outras fontes: caracterização técnico-econômica” (EPE, 2006).

■ 2.3. Restrições ambientais ao aproveitamento do potencial

A energia eólica é uma tecnologia que tem sido bem aceita devido ao reduzidos impactos ambientais e as poucas externalidades negativas que causa. As questões relacionadas ao uso do solo são um dos principais limitadores ambientais do crescimento do aproveitamento do potencial de energia eólica, sendo a maior objeção à construção de fazendas eólicas, em determinados sítios, efetuada pela população local, mais diretamente afetada pelos impactos das centrais. A densidade energética das fazendas eólicas é baixa, normalmente variando entre 0,06 km²/MW e 0,08 km²/MW, demandando extensas áreas para sua instalação, porém, os aerogeradores, propriamente ditos, ocupam apenas em torno de 1% da área, permitindo que aproveitamentos do solo para propósitos como agricultura ou pecuária sejam aplicados (IEA, 2003).

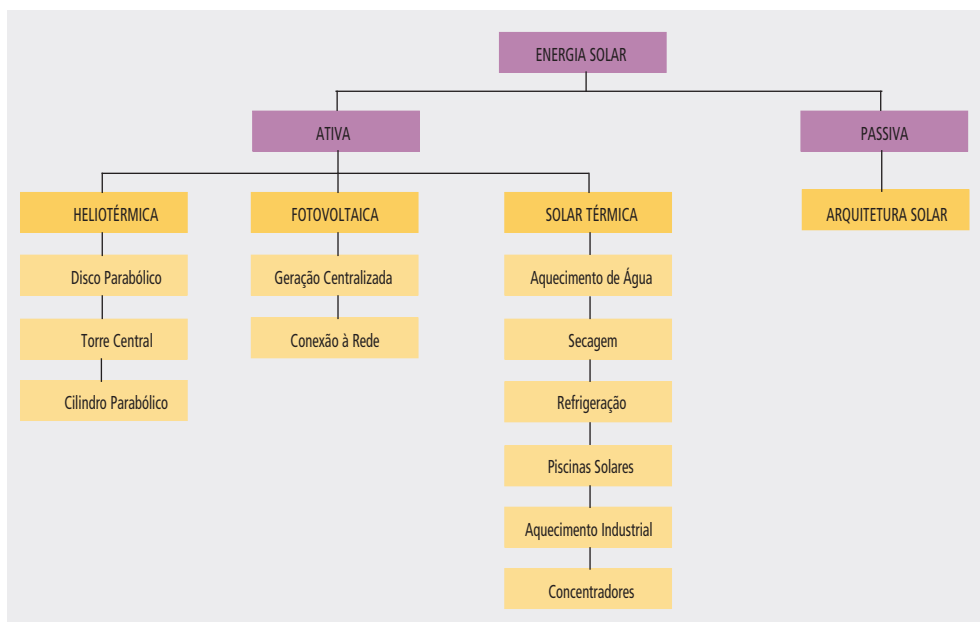
As restrições e impactos ambientais das fazendas eólicas estão principalmente relacionados à vizinhança dos aerogeradores, como a emissão sonora proveniente dos acionamentos mecânicos e da aerodinâmica e o impacto visual. Há, também, impactos de maior envergadura, especialmente sobre a fauna, pois os aerogeradores podem interferir nos hábitos dos pássaros e outros animais que vivem nas zonas costeiras ou cuja rota migratória coincide com os sítios eólicos.

Construções *offshore* também podem causar bastante impacto sobre a fauna, principalmente no período de construção, devido à instalação das bases submarinas e concentração antópica. Finalmente, as turbinas eólicas podem afetar a propagação de ondas eletromagnéticas de sistemas de navegação e telecomunicação, dependendo do local de instalação da usina e suas especificações técnicas, principalmente o tipo de material utilizado na fabricação das pás. Este último impacto, na telecomunicação, requer pesquisas mais aprofundadas, mas estudos preliminares indicam que este problema pode ser bem gerenciado. (ANEEL, 2005)

3. Energia solar

A energia do sol que chega à Terra é cerca de dez mil vezes maior que o atual consumo de energia primária (MOSS e LIMA, 2004). Entretanto, somente uma pequena percentagem deste recurso é tecnicamente possível de ser aproveitado. As aplicações diretas podem ser classificadas como energia solar ativa e passiva. A primeira pode ser dividida ainda como solar heliotérmica, fotovoltaica e solar térmica. A energia solar passiva, por sua vez, é resumida às aplicações da arquitetura que melhor aproveitam a energia solar.

Figura 7 – Fluxograma das aplicações práticas de energia solar



Fonte: Pereira et alii, 2004.

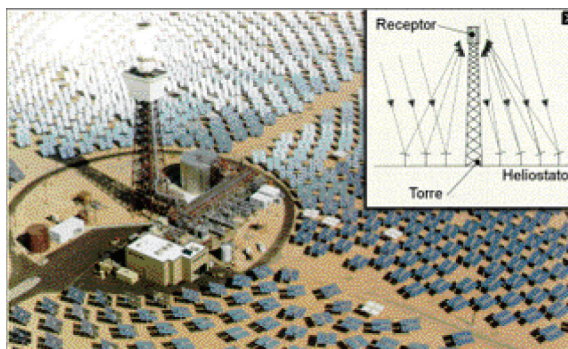
3.1. Energia solar heliotérmica

Consiste na conversão de irradiação solar em calor para geração de energia elétrica³.

O processo completo está ligado à otimização de quatro fatores: a coleta da irradiação solar, sua conversão em calor, o transporte e armazenamento do calor e sua conversão final em eletricidade. Para esse processo, todas as tecnologias heliotérmicas – cilindro parabólico, torre central e disco parabólico (Figura 8) – contam com quatro itens básicos: coletor, receptor, armazenamento-transporte e conversão. Os coletores concentram a irradiação usando refletores ou lentes com sistema de rastreamento em um receptor, onde a energia solar é absorvida como calor em um fluido, que será fonte para um ciclo de potência convencional, Rankine, Brayton ou Stirling (NASCIMENTO et alii, 2003). Cada uma das tecnologias é caracterizada pelo formato da superfície refletora onde a luz solar é coletada e concentrada.

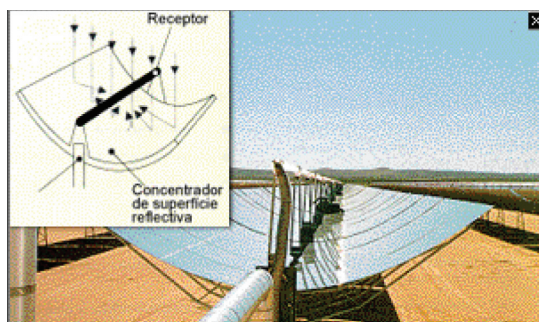
3 Pode haver outros usos, porém nesta NT cabe apenas avaliar a geração de eletricidade.

Figura 8 – Tecnologias de aproveitamento solar heliotérmico - torre central



Fonte: CRESESB.

Figura 9 – Tecnologias de aproveitamento solar heliotérmico - cilindro parabólico



Fonte: CRESESB.

Figura 10 – Tecnologias de aproveitamento solar heliotérmico - disco parabólico



Fonte: CRESESB.

Para o aproveitamento da energia heliotérmica é necessário um local com alta incidência de irradiação solar direta, ou seja, pouca intensidade de nuvens e baixos índices pluviométricos. Essas condições são encontradas na região do semi-árido do Nordeste brasileiro. Existem, no Brasil, alguns estudos de caracterização de sítios potenciais para instalação de plantas heliotérmicas e de caracterização das três tecnologias, para determinar a mais adequada ao ambiente e à demanda energética no Nordeste brasileiro, como, por exemplo, o Gerahélio, coordenado pelo Ministério das Minas e Energia, que estima um potencial de 2,1 MWh/m² ano de irradiação direta ao nível do solo, valor muito próximo das condições solarimétricas da Espanha, onde deverá ser instalada a Solar Tres⁴ (NASCIMENTO et alii, 2003). Fraidenraich (200-) sugere a instalação de usina piloto às margens do rio São Francisco, onde “*se registram os maiores índices de insolação do Brasil*”, há disponibilidade de água (não consumida pelo processo de geração) para o funcionamento da usina – ciclo a vapor e lavagem dos espelhos – e poderia estar associado a projetos de irrigação existentes na área. Uma boa opção seria a realização de geração híbrida solar-biomassa, entrando esta em complemento à energia solar: deve-se atentar que uma grande limitação da tecnologia heliotérmica é o seu baixo fator de capacidade, o que faz pensar que aproveitamentos híbridos são mais indicados.

Embora haja alguns estudos que apontam uma redução do custo de instalação de uma usina heliotérmica (ver Tabela 6), não se mostra provável a entrada deste aproveitamento, em escala comercial, no horizonte do plano.

Tabela 6 – Redução de custos em usinas heliotérmicas a cilindro parabólico

Prazo	Curto	Curto	Curto	Médio	Longo	Longo
Tempo	Imediato	Imediato	Imediato	5 anos	10 anos	10 anos
Ciclo	Rankine	Rankine	ISCC	Rankine	Rankine	Rankine
Campo solar (mil m ²)	193	1210	183	1151	1046	1939
Armazenamento (horas)	0	0	0	0	0	9 a 12
Capacidade (MW)	30	200	30	200	200	200
Fator de capacidade	25%	25%	25%	25%	25%	50%
Eficiência solar anual	12,5%	13,3%	13,7%	14,0%	16,2%	16,6%
Custo de capital no EUA (US\$/kW)	3500	2400	3100	2100	1800	2500
Internacional	3000	2000	2600	1750	1600	2100
Custo de O&M (US\$/MWh)	23	11	11	9	7	5
Custo de geração (US\$/MWh)	166	101	148	80	60	61

Fonte: GREENPEACE, 2002.

Moss e Lima (2004) estimam um custo alto de geração, como se pode ver na Tabela 7, mesmo para a tecnologia de cilindro parabólico, que já se encontra em estágio comercial. Será preciso, portanto, que haja um salto de qualidade nesta tecnologia que a faça tornar-se competitiva – segundo Nascimento et alii (2003) “*esta tecnologia já alcançou a maturidade e não permite ganho radical de eficiência devido à temperatura de trabalho possível de ser alcançada*”. Neste sentido, a tecnologia de torre de potência é mais promissora, pois permite uma maior concentração dos raios solares e uma temperatura mais alta do fluido coletor. Finalmente, a tecnologia de discos com motor Stirling é a mais flexível, com maior modularidade, e é a que tem o maior potencial de redução futura de custos, como salientam os autores (op. cit.).

4 Usina piloto tipo torre central, com capacidade de 15 MW.

Tabela 7 – Maturidade e custos das tecnologias

Tecnologia	Tamanho típico	Aplicação	Maturidade da tecnologia	Viabilidade técnica	Custo investimento (US\$/kW)	Custo O&M (US\$/MWh)	Custo geração (US\$/MWh)
Torre Central	30 a 200 MW	Rede (base)	Pré-comercial	Alta	1.000 a 4.800	4 a 23	100 a 250
Cilindro	50 MW	Rede (base)	Comercial	Alta	2.600 a 5.000	4 a 23	130 a 250
Discos	20 a 50 kW	Rede (base) e isolado	Demonstrada	Média	800 a 5.100	15 a 23	100 a 250

Fonte: Moss e Lima, 2004.

Nascimento et alii (2003) prevêem, também, custos altos para as usinas heliotérmicas, nas três tecnologias, como mostra a Tabela 8.

Tabela 8 – Custos de usinas heliotérmicas

	Torre central	Cilindro	Discos
Custo do investimento (US\$/kW)	4.500 a 5.600	2.600	12.000
Fator de capacidade	0,20 a 0,65	0,20	0,20
Custo de geração (US\$/MWh)	220 a 570	290 a 330	1.410 a 1.580

Fonte: Nascimento et alii, 2003.

Assim, a penetração da tecnologia solar térmica, no horizonte do PNE 2030, estará limitada a projetos piloto. Como a região do semi-árido nordestino apresenta alto potencial, comparáveis aos melhores existentes, como mostra a Tabela 9, é interessante a proposta do professor Fraindenraich de vinculá-la ao desenvolvimento da região. Ele acredita que aproveitamentos semelhantes poderiam chegar a um total de 500 MW nos próximos 20 anos.

Tabela 9 – Localidades com elevado nível de radiação solar

Localidade	Latitude	H _a anual (MJ/m²)	H _a máximo (MJ/m²)	H _a mínimo (MJ/m²)	H _a max / H _a min
Dongola – Sudão	19° 10' N	23,8	27,7 (Maio)	19,1 (Dez)	1,4
Albuquerque - USA	35° N	21,7	30,9 (Junho)	11,8 (Dez)	2,6
Dagget – USA	34° 52' N	20,9	31,3 (Jun)	7,8 (Dez)	4,0
Floriano – PI	6° 46' S	19,7	22,5 (Set)	17,0 (Fev)	1,3
Petrolina – PE	9° 23' S	19,7	22,7 (Out)	16,2 (Jun)	1,4
B.J. da Lapa–BA	13° 15' S	19,7	21,1 (Out)	15,9 (Jun)	1,3

Fonte: FRAIDENRAICH.

■ 3.2. Energia fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica utiliza células com camadas de material semicondutor tetravalente (em geral, o silício), justapostas, uma com dopagem de átomos trivalentes (em geral, o boro) – dita camada tipo p, outra com dopagem de átomos pentavalentes (em geral, o fósforo) – dita camada tipo n, formando uma junção P-n, onde o movimento de cargas forma um campo elétrico. A incidência de luz sobre estas células modifica as suas propriedades, gerando uma corrente elétrica proporcional à intensidade de luz incidente. As células são agregadas em série, formando os módulos, onde uma tensão como 12 V pode ser gerada (cerca de 30 células). A conexão dos módulos em série e paralelo formam o chamado painel fotovoltaico, como na Figura 11.

Figura 11 – Painel fotovoltaico



Fonte: NREL, 2006.

Os sistemas fotovoltaicos apresentam duas configurações distintas: isolados ou autônomos e conectados à rede elétrica. Os sistemas isolados destinam-se a pequenas comunidades isoladas, onde o acesso à rede é oneroso, ou a cargas isoladas, como poços de petróleo, estações meteorológicas remotas, etc. Devido ao baixo fator de capacidade da instalação, com a geração restrita a poucas horas do dia com insolação, os sistemas isolados necessitam em geral de um sistema de acumulação, normalmente provido por baterias chumbo-ácido.

Estas baterias oneram bastante o sistema, além de gerarem impacto ambiental, pela dificuldade de sua disposição após a vida útil. Pode-se considerar também um sistema híbrido, onde haveria um grupo de consumidores alimentados por uma pequena rede suprida por um sistema de geração convencional – diesel, gás, eventualmente em conjunto com eólicas – com complementação por fotovoltaica. Neste caso, a energia fotovoltaica atuaria como numa integração à rede, sendo apenas uma rede de pequeno porte.

■ 3.2.1. Sistemas isolados

Os sistemas isolados tiveram ampla penetração no Brasil através de vários programas, totalizando, segundo dados de Ribeiro (2004) de 2004, 30.103 sistemas – destacam-se o projeto PRODUZIR, para eletrificação de domicílios, com recursos do Banco Mundial, com 11.000 sistemas de 50 W de potência média, e o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), do MME, agora incorporado ao programa Luz para Todos, com quase 9.000 sistemas com potência média de 535 W para escolas, postos de saúde, igrejas, centros comunitários, bombeamento d' água, etc.

Estes nichos de mercado – comunidades e cargas isoladas – deverão permanecer no horizonte do plano, com uma projeção de difícil estimativa. De acordo com Ziles (2002), a capacidade instalada no Brasil de células fotovoltaicas gira em torno de 12 MW. Em muitos casos, dependem ainda de incentivos, o que deverá ser reduzido com o aumento de escala da geração fotovoltaica e conseqüente queda nos preços – prevê-se um aumento de eficiência da ordem de 30% (EPE, 2006) e a especificação de silício com “grau solar”, de pureza cinco vezes menor que o atual “grau eletrônico” utilizado (FRAINDEIRAICH et alii, 2003), o que deverá trazer grandes reduções no processo de fabricação das células fotoelétricas.

■ 3.2.2. Sistemas interligados à rede

Woyte et al (2003) comentam que em países industrializados os sistemas fotovoltaicos interligados à rede são, principalmente, instalados em edifícios. A integração destes sistemas com o ambiente construído oferece um grande potencial para a redução de custos, pois instalados próximos ao ponto de consumo aliviam as perdas por transmissão e distribuição decorrentes da geração convencional, além de auxiliarem na redução da curva de carga (JARDIM et alii, 2003).

Do ponto de vista da construção, não ocupam espaço adicional já que podem substituir vidros, *brises*, telhas ou serem instalados em telhados. Mais especificamente, na Europa, Japão, EUA e Alemanha, encontra-se em rápido crescimento a potência instalada de sistemas fotovoltaicos em residências - através de um programa de incentivo na Alemanha (Roofs Programme), por exemplo, foram instalados 100.000 sistemas fotovoltaicos, no período de 1999 a 2004, com potência total de 300 MW (FRAIDENRAICH, 2003).

A Alemanha foi o país onde as edificações fotovoltaicas conectadas à rede elétrica tiveram maior crescimento, segundo Martin (1998), tendo sua capacidade total instalada multiplicada por 20 nos últimos sete anos. Atualmente, segundo Kurokawa (2001), o Japão é o país número um em instalações fotovoltaicas conectadas à rede.

Athanasia (2000) comenta que está prevista uma redução de 25% no custo dos módulos PV para os próximos anos e Parente et alii (2002) mostram que a curva de aprendizado da tecnologia FV é da ordem de 22%, ou seja, cada vez que a produção acumulada de módulos FV dobra, os custos caem 22%. A eficiência dos módulos está crescendo, e módulos com eficiências de 20 % a 23% são esperados para estarem disponíveis nos próximos anos.

Segundo PV News (1997), a produção total mundial era de 88,6 MW em 1996. Calcula-se que com o declínio dos preços e os novos mercados, este índice de crescimento na produção (em 2003, a produção chegou a 672 MW – PV NEWS, 2004) passará para 20 a 30% nas próximas décadas. Com essa produção em grande escala, os sistemas integrados poderão cair para US\$ 1.000/kW (LIN, 2000), uma projeção considerada demasiadamente otimista por muitos analistas. Kroposki e DeBlasio (2000) estimam uma queda para US\$ 3.000/kW nos próximos 5 anos.

Segundo Ziles (2002), a taxa média de crescimento do mercado mundial de energia fotovoltaica, nos anos 1990, foi 20% e, entre 2000 e 2001, superou os 40%, superando a marca de 300 MW de produção de módulos fotovoltaicos por ano. Tal crescimento pode ser atribuído a programas de incentivo à expansão das energias renováveis que visam reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Lin (2005) estima um crescimento no mundo, do atual, 1 GW para 380 GW, em 2030, sendo 114 GW na tecnologia silício cristalino (c-Si), hoje mais usada, 133 GW em filmes finos e 133 GW em “novos conceitos”, que apareceriam por volta de 2010.

Kroposki e DeBlasio (2000) consideram a energia fotovoltaica uma grande promessa para a geração distribuída. Um dos aspectos importantes relatados é que o seu emprego tem contribuído para normalizar questões essenciais da geração distribuída, nos aspectos de qualidade, segurança e proteção.

Os sistemas ligados à rede já operam com grande praticidade, com a energia em corrente contínua, gerada nos módulos, levada a um inversor de frequência que a transforma em corrente alternada na frequência e tensão da rede. Toda a energia produzida nas células é aproveitada para suprir as cargas da instalação, e quando não é suficiente a rede supre o restante; quando é mais que o necessário, o excedente vai à rede.

Os problemas de medição já foram solucionados e o mais comum hoje é um medidor bidirecional, com a

mesma tarifa em ambos os sentidos, pagando o consumidor apenas a energia líquida recebida – caso negativa, ele ganha um bônus para os próximos períodos. Afirmam os autores que os sistemas podem variar de 100W a vários MW.

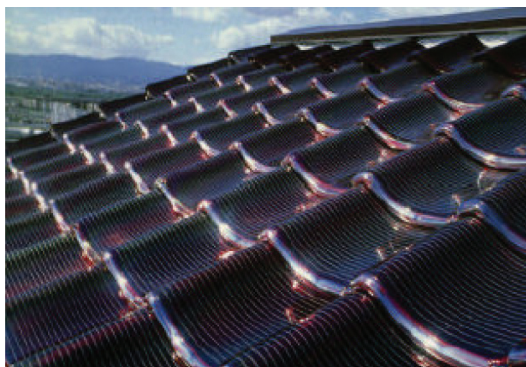
Para pequenas potências, uma solução prática é a instalação de pacotes, incluindo módulo e inversor na faixa de 100 a 300 W, facilmente expansíveis e com menores consequências em caso de falha. Existe uma faixa de 1 kW a 5 kW, ideal para uma residência, com um conjunto de 20 a 100 módulos fotovoltaicos ligados a um inversor. Há módulos maiores, para várias residências, de 10 kW a 100 kW, que estão se tornando competitivos com a energia da rede. Há vários arranjos para aproveitar a área disponível nas construções. As Figuras 12 e 13 mostram o aproveitamento das *brises* para instalação dos módulos e o uso de telhas especialmente adaptadas.

Figura 12 – Módulos fotovoltaicos instalados em *brises*



Fonte: LIN, 2005.

Figura 13 – Módulos fotovoltaicos instalados em telhas adaptadas



Fonte: Ruther, 1999.

Outra opção bastante prática é integrar os módulos, feitos em filme fino, aos vidros da fachada, ou mesmo a paredes externas, como mostra a Figura 14.

Figura 14 – Módulo fotovoltaico integrado aos vidros



Fonte: NREL, 2006.

Figura 15 – Módulo fotovoltaico integrado a fachada

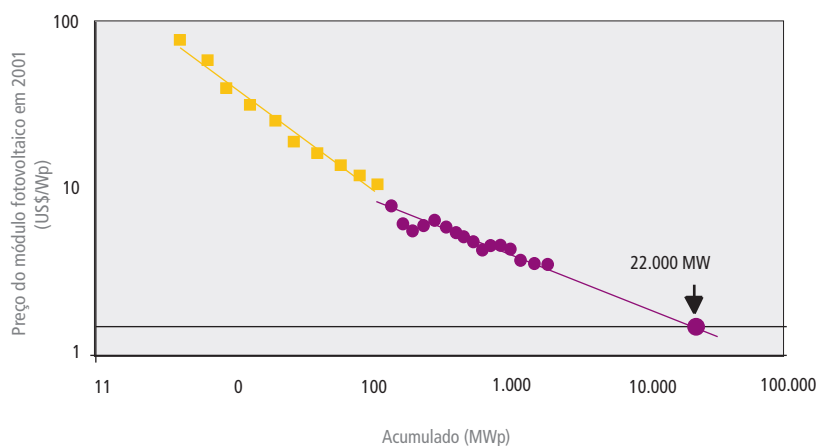


Fonte: NREL, 2006.

Assim, as possibilidades de uso de energia fotovoltaica integrada à rede são muito grandes a médio e longo prazos – a maior dificuldade ainda reside no custo das células. BYRNE et alii (2004), por exemplo, supõem um atendimento de 10% da oferta de eletricidade nos Estados Unidos em 2050, ressaltando que o potencial técnico seria da ordem de 30%, conforme Kelly and Weinberg, 1993, ou mais de 20%, segundo outros.

Considera-se a geração competitiva a partir de US\$ 3.000/kW, levando em conta que o custo do MWh gerado deve ser comparado à tarifa de fornecimento e não às outras formas de geração. Esta hipótese leva a um custo do módulo de US\$ 1,50, o que seria possível ao atingir-se um volume acumulado de 22 GW fabricados até 2020, que reflete a manutenção da tendência de preços e de evolução da escala de produção, como visto na Figura 16.

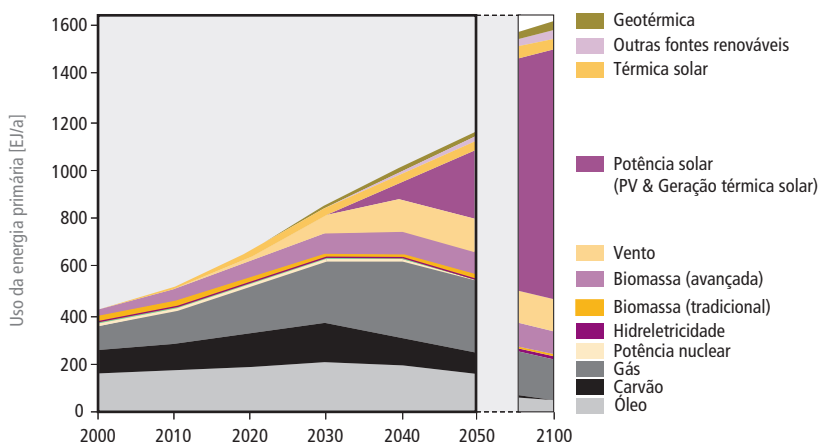
Figura 16 – Curva de evolução do preço específico do módulo fotovoltaico em função da produção acumulada de 1976 a 2001



Fonte: BYRNE et alii, 2004.

Assim, parece razoável prever-se, para o Brasil, o aproveitamento desta tecnologia após o horizonte do plano, em um nível que deve variar com o grau de redução do custo dos módulos, os incentivos que vierem a ser estabelecidos, talvez em fases posteriores do PROINFA, o custo da eletricidade ao consumidor final, entre outros. Para corroborar esta consideração, a Figura 17 mostra a previsão para a Alemanha, com entrada principalmente a partir de 2030.

Figura 17 – Evolução da geração elétrica na Alemanha



Nota: um EJ equivale a aproximadamente 277,8 TWh.

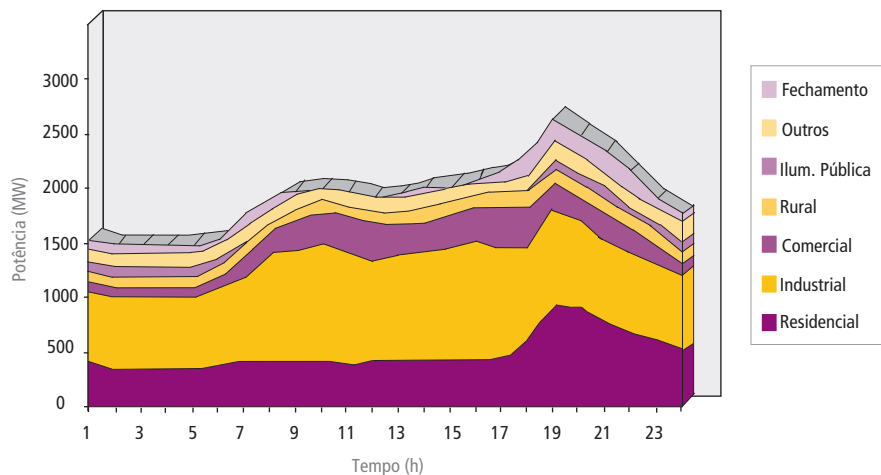
Fonte: PREIB, 2006.

■ 3.3. Energia solar térmica

Finalmente, a energia solar térmica é obtida através de coletores planos ou de concentradores solares. Diferentemente das células fotovoltaicas, a solar térmica é usada para gerar calor, não somente para aquecimento de água no uso doméstico ou em piscinas, mas também para secagem ou aquecimento industrial, enfim, para uma série de aplicações como mostrado na Figura 7.

Segundo Pereira et alii (2004), o aproveitamento da energia solar térmica, através de instalações de aquecimento solar de pequeno, médio e grande porte, tem-se mostrado como uma solução técnica e economicamente viável, tanto para o consumidor residencial, quanto para as concessionárias de energia. No caso do setor residencial, a substituição dos chuveiros elétricos pode representar uma grande economia de energia e, do lado das concessionárias, propicia a modulação da curva de carga, já que a demanda no horário de ponta pode atingir até cinco vezes a média de potencial requerida. Além disso, a demanda de pico do setor residencial é propagada por toda a curva de carga do sistema, conforme pode ser visto na Figura 18.

Figura 18 – Desagregação da curva de demanda



Fonte: CPFL, 2004 apud Pereira et alii, 2004.

Um exemplo bastante positivo de utilização de aquecedores solares no setor residencial é o que ocorre na cidade de Belo Horizonte, área de concessão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), onde há cerca de 800 prédios com instalação de aquecimento solar central. A iniciativa é atribuída à própria concessionária mineira em parceria com empresas de aquecedores solares e universidades do Estado de Minas Gerais. Nesta nota técnica, entretanto, busca-se estimar o potencial de geração elétrica, ficando a substituição de cargas para abordagem específica no estudo da demanda.

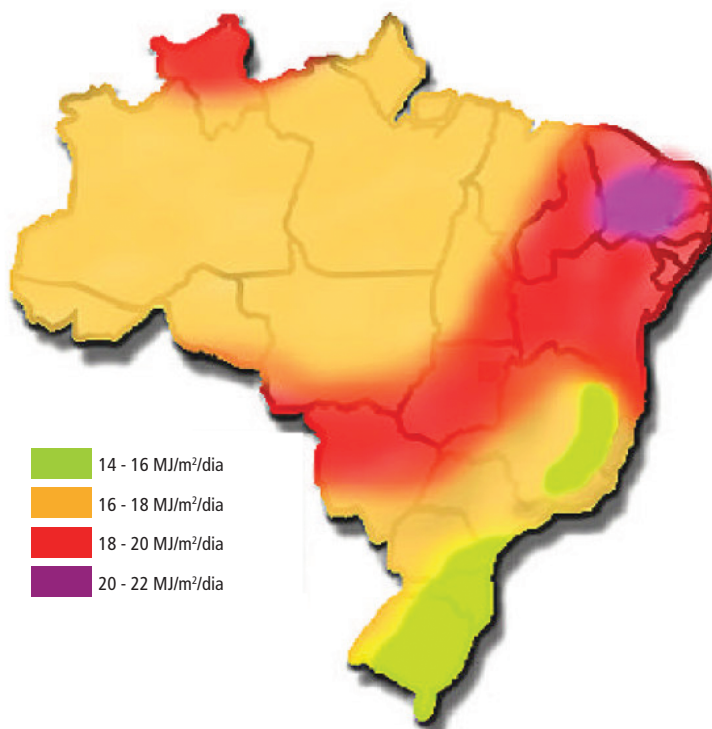
■ 3.4. Potencial de energia solar

Em relação ao potencial de energia solar, o Brasil é um país privilegiado pois a maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar do dia.

Contudo, a maioria da população brasileira e das atividades socioeconômicas do país se concentra em regiões mais distantes do Equador. Em Porto Alegre, capital brasileira mais meridional (cerca de 30° S), a duração solar do dia varia de 10 horas e 13 minutos a 13 horas e 47 minutos, aproximadamente, entre 21 de junho e 22 de dezembro, respectivamente (ANEEL, 2005).

No Brasil existem várias iniciativas no sentido de levantamento de dados de radiação solar para se determinar o potencial de energia solar. Dentre elas pode-se destacar o Atlas Solarimétrico do Brasil (Tiba, 2000). Os resultados deste trabalho mostram a radiação solar no país varia de 8 a 22 MJ/m² durante o dia (Figura 18), sendo que as menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, quando a radiação é varia de 8 a 18 MJ/m².

Figura 19 – Variação da radiação solar no Brasil



Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000.

O Nordeste brasileiro é a região de maior radiação solar, com média anual comparável as melhores regiões do mundo, como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão, e a região de Dagget no Deserto de Mojave, Califórnia (vide Tabela 10). Por isso, a região Nordeste apresenta as melhores condições para o aproveitamento heliotérmico; entretanto, todas as regiões do país são favoráveis à utilização de aquecedores solares e da energia fotovoltaica.

Tabela 10 – Dados de radiação solar

Localidade	Latitude	Radiação mínima (MJ/m²)	Radiação máxima (MJ/m²)	Média anual (MJ/m²)	Radiação max/ Radiação min.
Dangola (Sudão)	19°10'	19,1 (Dez)	27,7 (Mai)	23,8	1,4
Dagget (EUA)	34°52'	7,8 (Dez)	31,3 (Jun)	20,9	4,0
Belém – PA	1°27'	14,2 (Fev)	19,9 (Set)	17,5	1,4
Florianópolis – PI	6°46'	17,0 (Jun)	22,5 (Out)	19,7	1,3
Petrolina – PE	9°23'	16,2 (Jun)	22,7 (Out)	19,7	1,4
B.J. Lapa – BA	13°15'	15,9 (Jun)	21,1 (Out)	19,7	1,3
Cuiabá – MT	15°33'	14,7 (Jun)	20,2 (Out)	18,0	1,4
B. Horizonte – MG	19°56'	13,8 (Jun)	18,6 (Out)	16,4	1,3
Curitiba – PR	25°26'	9,7 (Jun)	19,4 (Jan)	14,2	2,0
P. Alegre – RS	30°01'	8,3 (Jun)	22,1 (Dez)	15,0	2,7

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000.

■ 3.5. Restrições ambientais ao aproveitamento do potencial

Destaca-se que a operação de plantas solares pode causar poluição térmica e química nos recursos hídricos, perda de habitat devido ao uso da terra, impacto visual, ruído, e danos ao ecossistema, sendo os dois primeiros considerados os mais importantes, que contribuem de forma negativa aproveitamento do potencial.

No caso específico tecnologia heliotérmica, por se tratar de aplicação relativamente recente, ainda com limitações em seu emprego, os impactos ambientais são ainda pouco conhecidos. Segundo Nascimento et alii (2004), os sistemas de larga escala podem apresentar impactos significativos, provenientes do uso do fluido de transferência de calor, da disponibilidade de água e do uso da terra, da mesma forma que qualquer outra planta de geração de grande escala.

O fluido de transferência de calor usado nos cilindros parabólicos é um hidrocarboneto aromático que, se espalhado, pode contaminar o solo. Além disso, pode haver alguma emissão de vapor do fluido pelo conjunto da válvula e pelo selo mecânico durante a operação. No caso da tecnologia da torre central, o fluido usado é um sal que, portanto, não é tóxico e pode ser reciclado, se necessário. Os impactos do disco parabólico também são mínimos. Os motores Stirling, usados em tal tecnologia, são conhecidos por serem silenciosos e as emissões de gases são bem baixas.

A disponibilidade de água pode ser uma questão sensível em regiões áridas, que são as mais adequadas para o aproveitamento da energia heliotérmica. As plantas instaladas no deserto de Mojave, na Califórnia, apresentam um consumo de água similar a plantas térmicas convencionais de ciclo Rankine, em torno de 15 a 20 mil m³/MW por ano.

As plantas heliotérmicas também são bastante intensivas no uso do solo, que normalmente não podem ser utilizado para outras finalidades. Para minimizar os impactos ambientais, as partes em volta do sítio onde a planta está instalada devem ser usadas para agricultura. Um estudo feito para o estado do Texas, nos Estados Unidos, mostrou que as plantas heliotérmicas de cilindro parabólico ocupam uma área comparável a outra tecnologias renováveis, como eólica e biomassa, porém menores que as de fontes fósseis, quando a mineração e o beneficiamento são considerados.

Em relação ao aproveitamento fotovoltaico, deve-se considerar que a produção das placas consome uma grande quantidade de energia elétrica. O tempo de recuperação do “investimento energético” varia entre 2 a 5 anos. Como a eletricidade consumida é comprada normalmente da rede, então, pode-se considerar alguma emissão associada à produção das placas fotovoltaicas.

Ainda em relação à tecnologia fotovoltaica, no processo de produção usam-se gases tóxicos e inflamáveis, tais como silano, fosfina e metais tóxicos como cádmio. O uso de tais metais é bastante controverso, porém não há nenhuma indicação de risco imediato. As interferências eletromagnéticas podem causar alguns problemas técnicos, mas não são prejudiciais à saúde humana. Deve-se considerar também o impacto causado pela disposição dos sistemas ao final de sua vida útil. Em suma, em relação às outras fontes, pode-se destacar que a tecnologia fotovoltaica não sofre restrições ambientais que possam limitar o aproveitamento de seu potencial.

4. Considerações finais

Considerando o interesse em manter a elevada participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira e de diversificar as fontes primárias de abastecimento, concentrou-se o estudo de outras fontes entre as renováveis com maior potencial de penetração no horizonte do PNE 2030, avaliando-se nesta nota o potencial de expansão da geração elétrica a partir da energia eólica e da energia solar, com destaque para o mecanismo de incentivo atualmente existente, o PROINFA.

Em relação à energia eólica, destaca-se que a tecnologia já é madura do ponto de vista técnico, embora ainda com bom potencial de redução de custos, tendo seu aproveitamento difundido em vários países do mundo, destacando-se, porém, que os mais avançados hoje nesta tecnologia, como Alemanha, Estados Unidos e Dinamarca, conseguiram esta posição graças a incentivos dos seus governos.

O Brasil, segundo dados da Aneel (2006), possui atualmente 187 MW de capacidade instalada de usinas eólicas. Os aproveitamentos estão localizados nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, porém a maior capacidade e o maior potencial são da região Nordeste.

As potencialidades naturais do país para o aproveitamento eólico têm despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia, o que sinaliza boas perspectivas para a expansão da energia eólica no Brasil. Porém, os custos ainda não são competitivos com as fontes convencionais, demandando incentivos para que se possa dominar uma tecnologia que terá certamente grande utilidade no futuro.

Além de ser uma tecnologia já em fase comercial, o aproveitamento da energia eólica apresenta a vantagem de ter poucos impactos ambientais negativos. Dentre eles, pode-se citar os impactos sobre a fauna, o impacto visual e a emissão de ruídos. Todos eles, entretanto, podem ser gerenciados para serem reduzidos a baixos índices. Por outro lado, tal tecnologia apresenta a grande vantagem de não emitir gases poluentes.

Cabe destacar que a elaboração do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, principal referência desta fonte, não contabilizou a potencialidade energética na plataforma continental do litoral brasileiro. Embora uma central eólica *offshore* tenha um custo de investimento superior ao da *onshore*, de 1.000 kW, passando de 1.400 US\$/kW para 1.500 US\$/kW a 2.300 US\$/kW, dependendo das condições gerais de instalação, a elevada capacitação brasileira em tecnologias *offshore*, o fato de a fundação representar entre 15 % e 25 % do custo de investimento em unidade *offshore*, contra 5 % a 10 % na *onshore*, e a existência de longas faixas de mar calmo na costa brasileira, que reduzem o custo da fundação, levam a necessidade de se começar a avaliar cuidadosamente esta alternativa.

No caso da energia solar, a tecnologia é bem avançada, mas não se aplica para geração elétrica, apesar de ter importância no sistema elétrico para modulação da carga nos horários de ponta. A fotovoltaica pode ser aproveitada para geração elétrica, tanto em sistemas isolados, onde desfruta de um nicho de mercado que assim continuará no horizonte do plano, quanto em sistemas integrados à rede, onde uma nova concepção de geração distribuída se abre, porém com provável entrada, mais acentuada, no fim do horizonte do PNE 2030. Aqui, também, são necessários incentivos para criar as condições de aproveitamento desta abundante fonte no nosso país.

A tecnologia heliotérmica é adequada para gerar grandes volumes de energia para o sistema interligado, porém ainda não está em estágio comercial. De qualquer forma, a região do semi-árido do Nordeste apresenta boas condições para o aproveitamento de tal tecnologia, com provável inserção de projetos pilotos na região do São Francisco até 2030.

O PROINFA, mecanismo criado para incentivar a inserção de fontes alternativas no Brasil, contemplou inicialmente a geração de energia elétrica a partir das fontes biomassa, eólica e PCH. Algumas destas fontes, como o bagaço de cana e PCH, já atingiram o estágio de competição com outras fontes convencionais, enquanto tecnologias de interesse nesta nota técnica, como a eólica, que foi contemplada, dependem de programas de incentivos mais específicos, que promovam sua integração competitiva na matriz energética nacional, desenvolvendo do conhecimento específico através de modelos computacionais adequados ao clima e à topografia brasileira, incluindo o ambiente offshore e capacitação nacional e estruturação de uma indústria de aerogeradores com aerodinâmica adequada às condições tropicais, entre outros.

Destaca-se também a necessidade de maior atenção às limitações iniciais da energia eólica, em fase posterior do PROINFA, para que se consiga atingir o objetivo de maior uso de fontes renováveis, em especial a energia eólica, e a alavancagem da tecnologia a nível nacional, de forma que seus custos passem a ser de tal forma competitivos, que os incentivos possam ser diminuídos no horizonte de 2022.

Com respeito à energia solar, que não foi contemplada na primeira fase do programa, as tecnologias do aproveitamento fotovoltaico com interligação à rede apresentam elevado potencial em nosso país, com as células integradas aos componentes da construção – vidros, fachadas e coberturas, merecendo atenção na definição de novas etapas deste programa de incentivo.

5. Referências bibliográficas

5.1 Reuniões Temáticas na EPE: outras fontes renováveis

Albert Cordeiro G. de Melo, Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e ex-Coordenador do Comitê Técnico de Fontes Alternativas do GCPS/CCPE;

Luciano Basto Oliveira, Doutor em Planejamento Energético e pesquisador da COPPE e do Instituto Virtual de Mudanças Globais - IVIG;

Onório Kitayama, Consultor, Assessor da Presidência da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo

Osvaldo Stella Martins, Doutor em Energia e Recursos Naturais, Pesquisador do Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO;

Pedro Villalobos, Consultor, M.Sc. Em Química, ex-pesquisador da COPPE/UFRJ;

Carlos Roberto Silvestrin, Vice-presidente Executivo da Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN.

5.2 Documentos Consultados

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas da Energia Elétrica do Brasil**. 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: out.2006.

AMARANTE, Odilon A. C.; BROWER, Michael; ZACK, John; SÁ, Antônio L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 1 CD-ROM. CRESESB / ELETROBRAS / CEPEL / MME. Brasília: MME, 2001.

ATHANASIA, A. L. **The Economics of Photovoltaic Stand-Alone Residential Households: A Case Study for Various European and Mediterranean Locations**. Solar Energy Materials & Solar Cells, n.62, p.411-427, 2000.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). Conversor de Moedas. Disponível: <http://www.bcb.gov.br>. Acesso em: nov.2006

BRAKMANN, Georg; ARINGHOFF, Rainer. **Solar Thermal Power**. Greenpeace International, 2002.

BRASIL. **LEI nº 10.438**, DE 26 DE ABRIL DE 2002. Cria o PROINFA, entre outras disposições. Brasília – DF: D.O.U., 2002.

British Wind Energy Association (BWEA). **Wind Energy – The Facts**. [online]. BWEA Publications. Disponível em: <http://www.bwea.com/pdf/wetf.pdf>.

Byrne J., Kurdgelashvili L., Poponi D., Barnet A. **The potential of solar electric power for meeting future US energy needs: a comparison of projections of solar electric energy generation and Arctic National Wildlife Refuge oil production**. Energy Policy (EUA) 32 (2004) 289–297

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Geração Solar e Eólica no Brasil**. CD-ROM. Rio de Janeiro: CEPEL, 200-.

DUTRA, Ricardo M. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001.

DUTRA, Ricardo M. **Energia Eólica**. In: Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2004.

DUTRA, R. M. e SZKLO, A. S. **A Energia Eólica no Brasil: PROINFA e o Novo Modelo do Setor Elétrico**. In: XI CBE – Congresso Brasileiro de Energia. Anais. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2006.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Geração de Energia Elétrica a Partir de Outras Fontes – Caracterização Técnico-Econômica**. Nota Técnica 52 do PNE 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2006.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Seminários Temáticos: Projeções do Consumo Final de Energia**. Apresentação em slides. Brasília - DF: EPE, 2006b.

FRAIDENRAICH, N. Tecnologia Solar no Brasil. Os próximos 20 anos. 200-. Disponível em: http://www.agr.uni-camp.br/energia/Ener20/pdf/papers/paper_Fraidenraich.pdf. Acesso em: 26.out.2006.

FRAIDENRAICH, N. et alii. Energia Solar Fotovoltaica. In: **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Organizador: Tolmasquim, M. T. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA). **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development**. Produzido por COPPE/UFRJ, CENBIO/USP e UN/DESA. Viena: IAEA, 2006.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables for Power Generation: Status and Prospects**. OECD, 2003.

JARDIM, C. S. et alii. **O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Áreas Urbanas: Dois Estudos de Caso**. Apresentação em Power-Point. [S.l.]: UFSC, 2003.

JUNGINGE M. r, A. Faaij, W.C. Turkenburg. Cost reduction prospects for offshore wind farms. *Wind Engineering*, 28 (1), pp. 97-118

KROPOSKI, B. e DEBLASIO, R. **Technologies for the New Millennium: Photovoltaics as a Distributed Resource**. Golden – CO (EUA): NREL, 2000. 7 p.

KUROKAWA, K. PV Systems in Urban Environment. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, n.67, p. 629-637, 2001.

LIN, G. Photovoltaic in the Year 2025. **Hydrogen Energy**, n. 25, p. 807-811, 2000.

LIN, J-T. Status **Quo of Photovoltaic Status Quo of Photovoltaic Industry in Taiwan**. Apresentação em slides. Taiwan: 2005.

MARTIN, E. C. **Edifícios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: caracterización y análisis**. Madrid, 1998.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **O Novo Modelo do Setor Elétrico**. Brasília – DF: MME, 2004.

MOSS, H. e LIMA, J. **Energias Solar e Eólica: Estado Atual e Perspectivas**. In: 1º Workshop de Energias Renováveis - Maceió – AL: CRESEB-CEPEL, 2004.

NASCIMENTO, M. V. G et alii. **Energia Eólica**. In: Fontes Alternativas de Energia no Brasil. Ed. Ciência Moderna. Rio de Janeiro, 2004a.

NASCIMENTO, M. V. G. et alii. **Energia Heliotérmica**. In: Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2003.

NREL – National Renewable Energy Laboratory. Sítio contendo informações sobre energias renováveis. Disponível em: <http://www.nrel.gov/>. Acesso em: 27.out.2006.

PARENTE, J. et al. Comments on Experience Curves for PV Modules. Progress in Photovoltaics: **Research and applications**, n. 10, 2002.

PEREIRA, E. M. D. et alii. **Energia Solar Térmica**. In: "Fontes Alternativas de Energia no Brasil". Rio de Janeiro: Ed. Ciência Moderna., 2004.

PORTO, L. **Energias Renováveis no Brasil: Perspectivas para o Setor**. Apresentação em slides. Rio de Janeiro: MME, 2005.

PREIB, A. Renewables – **Energies of the Future. The German Example**. Apresentação em slides. Jönköping: 2006.

PV NEWS. Photovoltaic News. **PV energy systems**, vol. 16 , n.2, 1997.

PV NEWS. Photovoltaic News. **PV energy systems**, vol. 23, n.4, 2004.

RIBEIRO, C. M. Universalização do Serviço de Energia Elétrica, Eletrificação Rural e o Papel da Energia Solar Fotovoltaica. In: **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. Coordenador: Tolmasquim, M. T. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 2004.

TESKE, Sven. **Energy Revolution: A Sustainable Pathway to a Clean Energy Future for Europe**. Greenpeace International, 2005. TIBA, Chigueru. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. UFPE. CHESF. Recife, 2000.

ZILLES, Roberto. **Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <http://www.riosvivos.org.br/arquivos/1242925239.PDF>. Acesso em: out.2002.

WOYTE, A. et alii. **Partial Shadowing of Photovoltaic Arrays with Different System Configurations: literature review and field test results**. Solar Energy, n.74, p. 217-213, 2003.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Amaro Olímpio Pereira Junior
Marina Elisabete Espinho Tavares

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DE OUTRAS FONTES: CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

SUMÁRIO

1.	Introdução.....	95
2.	Energia do mar	96
2.1.	Introdução	96
2.2.	Aproveitamento das marés	99
2.2.1.	Aspectos técnicos	100
2.2.2.	Aspectos econômicos e operacionais	104
2.3.	Aproveitamento das correntes marinhas.....	105
2.3.1.	Aspectos técnicos	107
2.3.2.	Aspectos econômicos e operacionais	110
2.4.	Energia das ondas	111
2.4.1.	Aspectos técnicos	113
2.4.2.	Tecnologias <i>onshore</i>	114
2.4.3.	Tecnologias <i>offshore</i>	118
2.4.4.	Aspectos econômicos e operacionais	125
3.	Energia solar	128
3.1.	Introdução	128
3.2.	Energia solar fototérmica.....	129
3.2.1.	Conceito geral	129
3.2.2.	Cilindro parabólico	130
3.2.3.	Torre central.....	131
3.2.4.	Disco parabólico	132
3.3.	Energia solar fotovoltaica	133
3.3.1.	Conceito geral	133
3.3.2.	Sistemas isolados.....	135
3.3.3.	Sistemas híbridos	136
3.3.4.	Sistemas interligados à rede	137
4.	Energia eólica	141
4.1.	Introdução	141
4.2.	Caracterização técnica	145
4.3.	Caracterização econômica.....	149
4.4.	Custo de geração.....	151
5.	Resumo e conclusões.....	152
5.1.	Energia do mar	152
5.2.	Energia solar	153
5.3.	Energia eólica.....	155
6.	Referências bibliográficas.....	156

1. Introdução

A busca por fontes alternativas de energia, de menor impacto ambiental, tem levado vários países a investir na transformação e na complementação de seus parques energéticos. Essas questões ambientais, principalmente no que se refere aos impactos causados pelas formas tradicionais de geração, têm levado, também, a se privilegiar, nessa procura, particularmente as fontes renováveis.

No Brasil, aplicações efetivas de fontes alternativas renováveis, como a energia solar fotovoltaica, a energia de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica, entre outras, foram inicialmente dirigidas para comunidades isoladas, principalmente aquelas que se encontram afastadas da rede convencional de energia elétrica. Mas, constituem uma outra abordagem para essas fontes os projetos que visam à complementação energética da rede convencional.

No que se refere a essas fontes, é consensual que o Brasil apresenta grandes vantagens comparativas, dada a disponibilidade de recursos renováveis no país. Isso permite que se possa pensar o futuro do país considerando a manutenção de uma matriz energética bastante limpa. Já hoje, enquanto a participação das fontes renováveis, inclusive a energia hidráulica, na produção mundial de energia primária é de 13,3%, no Brasil essa participação corresponde a 44,5% (EPE, 2006). Na geração de energia elétrica, esses números são ainda mais expressivos: enquanto, no mundo, 17,8% da energia elétrica é gerada a partir de fontes renováveis (IEA, 2005), no Brasil, 89,3% provêm dessas fontes, sendo 85,4% correspondentes à hidroeletricidade (EPE, 2006)¹.

O país tem dado sinais de comprometimento com a manutenção de uma grande participação de renováveis em sua matriz energética. Uma evidência é a instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme mencionado na nota técnica anterior. Tal iniciativa tem como objetivos principais a diversificação das fontes de geração de energia elétrica, de forma a aumentar a segurança no abastecimento, a valorização das características e potencialidades regionais e locais, com criação de emprego, capacitação e formação de mão-de-obra, e a redução das emissões de gases de efeito estufa. A Lei estabeleceu como meta, em uma primeira fase, a implantação de 3.300 MW de capacidade instalada de centrais eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), igualmente divididas entre as referidas fontes.

Os claros sinais do interesse do país em expandir o aproveitamento das fontes renováveis permitem vislumbrar, em um horizonte de longo prazo, a manutenção da grande participação dessas fontes na matriz energética nacional. E as fontes renováveis, além de contribuir para um setor energético mais “limpo”, para a diversificação das fontes e para a criação de emprego e renda, ainda podem desempenhar um papel importante na universalização do serviço de energia elétrica no Brasil.

Nesta nota técnica apresenta-se a caracterização técnico-econômica das tecnologias de geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis, de forma a dar subsídios a análise da viabilidade de inserção de tais tecnologias no Brasil, no horizonte de tempo considerado no Plano Nacional de Energia 2030. O foco do trabalho é a energia solar, a energia eólica, a energia das correntes marinhas e das ondas. A biomassa e a energia hidráulica foram tratadas em notas técnicas específicas.

¹ Essas estatísticas referem-se à oferta interna de eletricidade: 77,1% são da energia hidrelétrica é produzida no Brasil e 8,3% referem-se à importação, basicamente a parte paraguaia na Usina de Itaipu e importação de Hidrelétrica de Guri, na Venezuela.

2. Energia do mar

■ 2.1. Introdução

O potencial de geração de energia elétrica a partir do mar inclui o aproveitamento das marés e correntes oceânicas, das ondas, da energia térmica e de gradientes de salinidade. As correntes oceânicas são geradas pela interação gravitacional entre a Terra, a Lua e o Sol, por diferenças de temperaturas ou por diferenças de salinidade das águas, oferecendo possibilidades de geração de energia elétrica a partir da energia cinética do deslocamento das águas ou da energia potencial derivada da diferença do nível do mar entre as marés alta e baixa. Apenas por facilidade de exposição, nesta nota técnica será tratada por aproveitamento das marés a geração de energia elétrica a partir da energia potencial e por aproveitamento das correntes a geração de energia elétrica a partir da energia cinética.

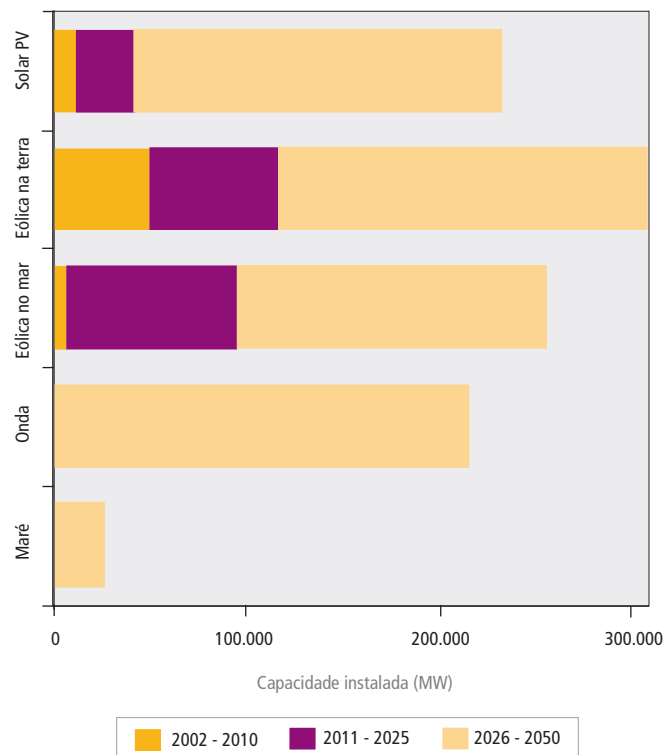
Embora diversas tecnologias já tenham sido demonstradas em escala piloto, todas se encontram ainda em fase de desenvolvimento. Com exceção do aproveitamento da energia potencial em usinas maremotriz, nenhuma alcançou o estágio comercial. Em consequência, apresentam custos de geração ainda muito elevados para que possam ser consideradas competitivas mesmo frente a fontes reconhecidamente caras.

Frise-se, contudo, que, no longo prazo, para além do horizonte do PNE 2030, esse panorama pode mudar. De fato, o interesse despertado para as fontes renováveis e não poluentes a partir do Protocolo de Kyoto tem proporcionado aportes de importantes recursos governamentais para pesquisas relacionadas à geração a partir do mar.

Percebe-se da literatura especializada que países do norte europeu como Irlanda, Escócia, Inglaterra, Holanda, Dinamarca, Noruega e Suécia, além do Japão, têm investido em tecnologias alternativas de geração. Além disso, Portugal vem tornando-se centro de experimentação das tecnologias marinhas, conforme abordado na nota técnica “Avaliação do potencial de outras fontes como recurso energético”, deste volume do PNE 2030. De fato, em águas portuguesas, nos Açores e próximo a Póvoa do Varzim, estão instalados diversos projetos piloto, para teste e aprimoramento das tecnologias.

Apesar desse interesse, não se prevê a utilização das tecnologias marinhas em escala comercial significativa a curto ou médio prazos. Uma compilação de estimativas de entidades governamentais, Energy Information Administration (EIA) e Department of Trade and Industry (DTI), e do World Energy Council sobre a evolução temporal da capacidade instalada de tecnologias alternativas de geração de energia elétrica aponta para valores desprezíveis até o ano 2025 (vide Figura 1). No entanto, as mesmas referências apontam para um rápido crescimento após esse ano, aproximando, em período de apenas 25 anos, a capacidade instalada da geração a partir do mar à capacidade instalada de tecnologias hoje relativamente competitivas com fontes energéticas convencionais.

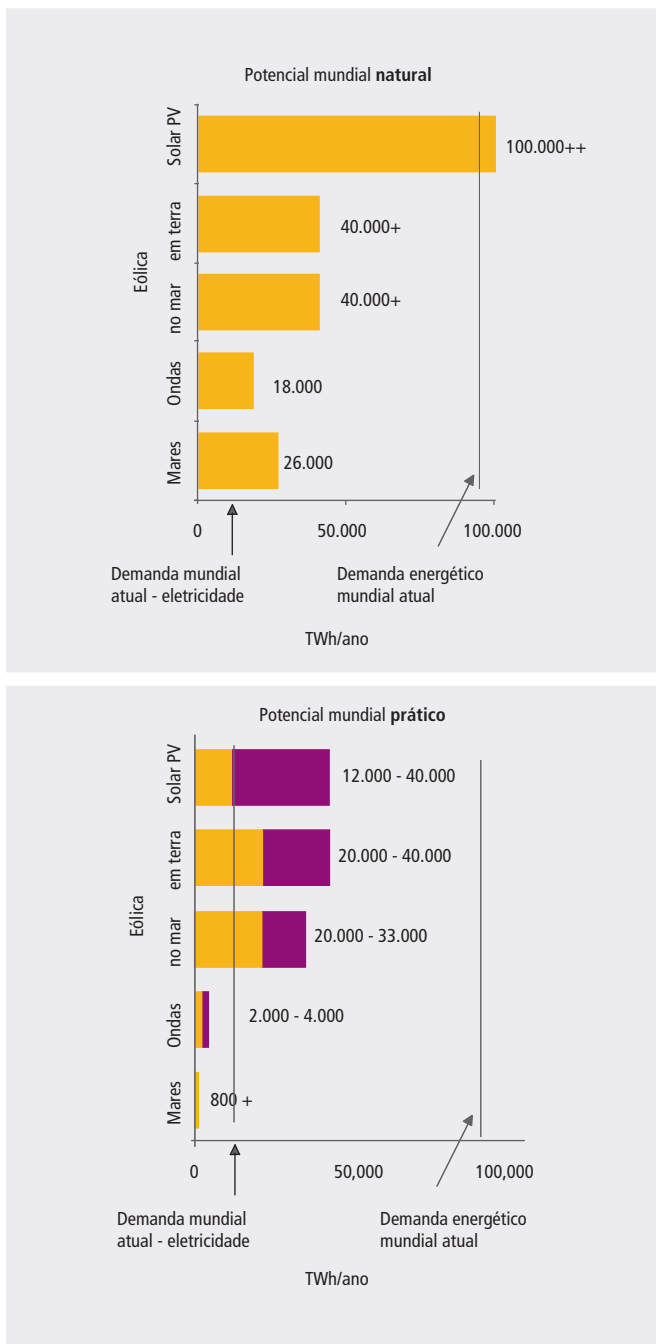
Figura 1 - Projeção da capacidade instalada



Fonte: DTI, The Carbon Trust em Renewables Innovation Review.

Nos itens seguintes, além de estimativas de custos e breve análise dos aspectos operacionais e valor energético, apresenta-se uma compilação das tecnologias de aproveitamento de correntes oceânicas e ondas, que somam um potencial prático (com viabilidade técnica) de cerca de 5.000 TWh, conforme o World Energy Council (Figura 2).

Figura 2 - Potenciais mundiais estimados



Fonte: WEC (potencial natural) e World Offshore Renewables Resource.

■ 2.2. Aproveitamento das marés

A geração de energia elétrica em usinas maremotrizes se faz pela acumulação das águas na maré alta e devolução ao mar durante a maré vazante, aproveitando o volume acumulado e a altura das águas na barragem para produzir energia elétrica, à semelhança das usinas hidráulicas convencionais.

Idealmente, são barrados braços de mar sujeitos a marés com amplitude mínima da ordem de 5 metros, como proposta de projeto no estuário de Severn, Inglaterra, ilustrado na Figura 3.

Figura 3 - Ilustração do projeto de barramento do Severn, Inglaterra



Fonte: Google Earth a 117 milhas de altura.

As marés de maior amplitude ocorrem no Canadá, na Inglaterra, na França, na Rússia e na Argentina, como mostra a Tabela 1. Também ao sul do Alasca, em Cook Inlet, as marés alcançam amplitude próxima a 10 metros. Na América do Sul, as marés mais expressivas ocorrem na província de Rio Gallegos, Argentina, no extremo sul do continente.

Tabela 1 - Principais marés no mundo

País	Local	Altura (m)
Canadá	Baía de Fundy	16,2
Reino Unido	Estuário de Severn	14,5
França	Port de Ganville	14,7
	La Rance	13,5
Argentina	Puerto Río Gallegos	13,3
Rússia	Penzhinskaya Guba (Mar de Okhotsk)	13,4
	Baía de Mezen (Mar Branco)	10,0

Fonte: Tidal Energy, Northeastern University, Boston, 2001.

O World Energy Council estima em 22.000 TWh a energia anual dissipada pelas marés, dos quais 200 TWh seriam economicamente recuperáveis. Hoje, menos de 0,6 TWh, ou 0,3%, é convertido em energia elétrica.

A par de seu elevado custo de investimento, uma das desvantagens do aproveitamento das marés é o número relativamente pequeno de locais apropriados. Estudos realizados nos últimos 30 anos sugerem que, do potencial economicamente viável, metade se encontra nos locais listados na Tabela 1, mais alguns outros no mar da Irlanda, no golfo de Kutch (Índia), na costa oeste da Coreia, em Cook Inlet (Alaska) e no noroeste da Austrália. Alguns locais avaliados são listados, com seu potencial aproveitável, área da bacia e altura média das marés, na Tabela 2.

■ 2.2.1. Aspectos técnicos

Os três principais componentes de uma usina maremotriz são o barramento, que permite a acumulação e elevação do nível das águas, os grupos turbina-gerador e as comportas, que permitem o afluxo da água do mar ao reservatório criado.

Conforme a nota técnica anterior, a potência gerada pela usina é função direta do volume d'água turbinado e da altura líquida de queda:

$$P = k.Q.h.\eta \quad [\text{kW}]$$

onde a constante k é o produto da densidade do meio (1.070 kg/m^3) pela aceleração da gravidade no local (m/s^2), Q é a vazão turbinada (m^3/s), h a altura líquida de queda (m) e η o rendimento do conjunto turbina-gerador.

Como regra, a altura de queda é pequena e variável e o volume turbinado é elevado, daí o uso preferencial de turbinas tipo Kaplan ou Bulbo.

Em termos operacionais, as usinas podem ser classificadas como de ciclo único, que operam apenas ao longo do enchimento ou do esvaziamento do reservatório, ou duplo, que operam tanto no enchimento quanto no esvaziamento do reservatório.

Na operação em ciclo único na maré vazante, o enchimento do reservatório é feito na subida da maré e a geração começa cerca de 4 horas após o nível máximo de maré, de modo a maximizar a queda líquida, e se estende por 2 horas após o nível mínimo da maré, de modo que a usina pode gerar por 4 horas a cada 12 horas.

Na operação em ciclo único na maré enchente, o reservatório permanece vazio até que a maré tenha atingido seu nível máximo, quando a usina entra em operação. Também neste esquema, o tempo de operação da usina não supera 4 horas a cada 12 horas. Como o nível d'água no reservatório é, em média, inferior ao nível do mar, este modo de operação pode restringir a movimentação de embarcações na área do reservatório.

Tabela 2 - Principais locais de aproveitamento energético das marés

País	Local	Altura média	Área	Potencial	F.C.
		(m)	(km²)	(MW)	%
Argentina	San José	5,8	778	5.040	21,3
	Golfo Nuevo	3,7	2.376	6.570	29,2
	Rio Deseado	3,6	73	180	28,5
	Santa Cruz	7,5	222	2.420	28,8
	Rio Gallegos	7,5	177	1.900	28,8
Austrália	Secure Bay	7,0	140	1.480	22,4
	Walcott Inlet	7,0	260	2.800	22,0
Canadá	Cobequid	12,4	240	5.338	29,9
	Cumberland	10,9	90	1.400	27,7
	Shepody	10,0	115	1.800	30,4
Índia	Gulf of Kutch	5,0	170	900	20,3
	Gulf of Khambat	7,0	1.970	7.000	24,5
Coréia do Sul	Garolim	4,7	100	400	23,9
	Cheonsu	4,5	n.d.	n.a.	n.a.
México	Rio Colorado	6 a 7	n.d.	n.a.	n.a.
Reino Unido	Severn	7,0	520	8.640	22,5
	Mersey	6,5	61	700	22,8
	Duddon	5,6	20	100	24,2
	Wyre	6,0	5,8	64	23,4
	Conwy	5,2	5,5	33	20,8
	Pasamaquoddy	5,5	n.d.	n.a.	n.a.
Estados Unidos	Knik Arm	7,5	n.d.	2.900	29,1
	Turnagain Arm	7,5	n.d.	6.500	29,2
Rússia	Mezen	6,7	2.640	15.000	34,2
	Tugur	6,8	1.080	7.800	23,7
	Penzhinsk	11,4	20.530	87.400	24,8

Legenda: F.C.: fator de capacidade; n.d.: não disponível; e n.a.: não avaliado.

Nota: A variação nos fatores de capacidade é função da dispersão da altura média da maré.

Fonte: World Energy Council e Tidal Energy, Northeastern University, Boston, 2001.

A geração em ciclo duplo é uma combinação das duas alternativas de ciclo único, de modo que a usina é capaz de gerar por cerca de 8 horas a cada ciclo de 12 horas. Porém, como o nível médio do reservatório é próximo ao nível médio do mar, há menor altura líquida média de queda e, por consequência, menor capacidade de geração.

Embora usem turbinas mais simples e econômicas, as usinas de ciclo único tendem ao assoreamento e a promover maiores alterações no ecossistema local. As usinas de ciclo duplo exigem o uso de turbinas bidirecionais, mais caras e menos eficientes, porém apresentam menor impacto ambiental, uma vez que sua operação emula o fenômeno natural das marés².

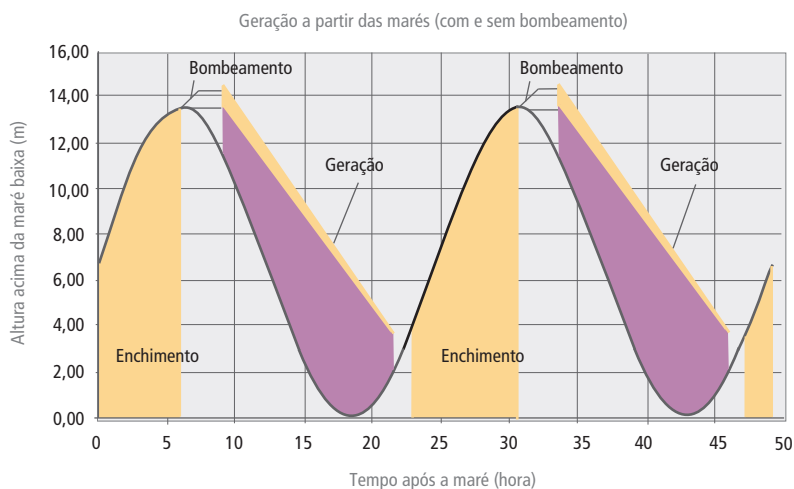
2 Gorlov. A. M. – Tidal Energy, Northeastern University, Boston, EUA

A usina de La Rance, no estuário do rio Rance, próxima a St. Malo, na França, foi a primeira usina a maré do mundo, tendo entrado em operação comercial em 1967, depois de 6 anos de construção (vide Figura 4). Com uma barragem de 750 metros e 24 turbinas bidirecionais tipo bulbo, de 10 MW cada, que permitem aproveitar tanto o fluxo de entrada da água quanto o fluxo de saída, opera com um desnível médio de 8 metros entre as marés alta e baixa, com desnível máximo que atinge 13,5 metros nas marés de sizígia. O fator de capacidade médio, observado nos últimos anos, é próximo a 25% e a usina incorpora a possibilidade de bombeamento para elevar o nível do reservatório. A Figura 5 mostra a operação da usina de La Rance em ciclo único de maré vazante.

Figura 4 - Usina maremotriz de La Rance, França



Figura 5 - Operação em ciclo único da usina de La Rance



Fonte: ENV-2E02 Energy Resource, 2005.

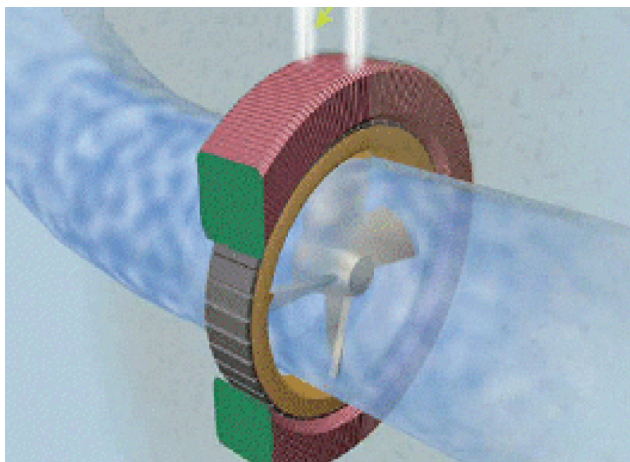
Outra usina maremotriz está em operação na baía de Fundy, Canadá, onde ocorrem as maiores marés do mundo, com amplitude de até 17 metros. Construída entre 1980 e 1984 no estuário do rio Annapolis, a usina, de mesmo nome, tem uma única turbina com potência de 18 MW e opera em ciclo único (Figura 6). Uma particularidade da usina de Annapolis é o uso da maior turbina tipo Straflo do mundo, escolhida por apresentar, em teoria, maior facilidade de manutenção.

Figura 6 - Usina maremotriz de Annapolis, Canadá



Em uma turbina Straflo (ver Figura 7), o rotor do gerador é fixo na periferia da roda da hélice e o estator é montado nas obras civis que envolvem a passagem da água. Esta disposição diminui a casa de força. A manutenção é feita com apenas um guindaste, reduzindo as exigências de espaço e as complexidades das obras civis. O rotor, de diâmetro relativamente maior, proporciona maior inércia à unidade do que é comum nos geradores de bulbo, uma vantagem na estabilidade da operação³.

Figura 7 - Turbina tipo Straflo



3 Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP).

Um terceiro aproveitamento de marés, de caráter experimental, foi construído em 1968 em Kislogubsk, próximo a Murmansk, Rússia, com 400 kW de potência.

Além do custo elevado, os impactos ambientais são os principais fatores para o relativo abandono e desinteresse pelas usinas maremotriz. O barramento das águas de estuários impõe efeitos severos sobre o ecossistema local, altera a hidrodinâmica do estuário, do fluxo de sedimentos e de nutrientes e afeta a qualidade da água, possibilitando a proliferação de microorganismos. Em adição, embora não modifique o perfil de alagamento da costa, a barragem dificulta a navegação, eventualmente exigindo a construção e operação de eclusas.

Como alternativa de menor impacto ambiental, tem sido sugerida a construção de lagoas em meio ao mar (*tidal lagoons*). A diferença entre as lagoas e os esquemas tradicionais é que estes últimos utilizam a linha costeira natural para minimizar o comprimento e o custo da barragem.

As lagoas teriam pequeno impacto visual, só sendo completamente aparentes durante a maré vazante. A hidrodinâmica do estuário seria preservada e a própria estrutura de contenção da lagoa ofereceria novos *habitats* à vida marinha local.

A lagoa é um conceito novo para o qual não se dispõe, ainda, de um empreendimento que sirva como demonstração. Além do projeto de uma unidade piloto na baía de Swansea, de 30 MW, no Reino Unido, há um acordo de cooperação, firmado em outubro de 2004, entre o governo da província de Liaoning, China, com a Tidal Electric, empresa proponente da tecnologia, para estudos de viabilidade técnico-econômica de uma usina de 300 MW na foz do rio Yalu.

■ 2.2.2. Aspectos econômicos e operacionais

Até pela pouca experiência existente, o aproveitamento das marés é uma das formas de geração de energia elétrica que exigem maior investimento. Em 2001, o custo de instalação sugerido pelo World Energy Council (WEC Survey of Energy Resources) era superior a 2.750 US\$/kW.

Estudos realizados, entre 1978 e 1994, para o projeto da usina de Severn, no Reino Unido, contemplando a instalação de 8.640 MW, reavaliados, em 2005, pela Universidade de Strathclyde⁴, estimaram o custo total da usina entre £ 10 e £ 15 bilhões (base 2004), ou cerca de 1.750 £/kW (equivalente a 3.250 US\$/kW), e um tempo de construção de 10 anos.

Estimativas de custos de projetos de geração com base em marés são mostradas na Tabela 3.

Tabela 3 – Custos de investimento em usinas maremotrizes (base 2004)

Projeto	Prazo de construção	Potência (MW)	Custo (£/kW)	F.C. (%)
Severn	10 anos	8.640,0	1.750	23
Mersey	5 anos	700,0	1.792	23
Wyre	2 anos	63,6	2.058	24
Conway	2 anos	33,3	2.254	21

Legenda: F.C.: fator de capacidade.

Fonte: Energy Resources, 2005.

⁴ Energy Resources ENV-2E02, 2005, “Predictions for the UK tidal energy sector 2010-2030”.

O baixo fator de capacidade, inferior a 25%, contribui significativamente para a elevação do custo médio de geração nas usinas maremotriz.

Admitindo-se o custo de investimento sugerido pelo WEC, de US\$ 2.750/kW, prazo de 6 anos para a construção, taxa de atualização do capital de 8% ao ano e custos variáveis de operação de US\$ 10/MWh, pode-se estimar o custo médio de geração de uma usina maremotriz em US\$ 120/MWh. Cabe ressaltar que esse custo provavelmente subestima os gastos necessários à mitigação das consequências socioambientais das usinas.

A intermitência da produção de energia elétrica pelas usinas maremotrizes, em 2 ciclos de 4 ou 8 horas por dia, assim como o deslocamento dos ciclos de produção (24h e 50 min) em relação aos ciclos de consumo (24h), impõe alguns cuidados no plano de operação do sistema elétrico ao qual são interligadas. De fato, tanto o deslocamento cíclico dos períodos de geração, que impede, por exemplo, o uso rotineiro da usina para atendimento à ponta de carga do sistema, quanto o rápido deplecionamento do reservatório exigem que o sistema elétrico tenha reserva suficiente para assumir as variações de potência da usina.

Essa exigência, porém, não reduz o valor energético da geração maremotriz, acentuado pela ausência de ciclos recessivos, pequena variação média anual da afluência (inferior a 5%) e previsibilidade. Além dos ciclos diários, as marés apresentam ciclos quinzenais associados à posição da Lua, ciclos semi-anuais de 178 dias, associados à inclinação da órbita da Lua, e um ciclo adicional de aproximadamente 19 anos. Nos ciclos quinzenais em que Sol e Lua encontram-se alinhados com a Terra, as marés de sizígia (*spring tides*) alcançam até cerca de duas vezes o tamanho das marés de quadratura (*neap tides*). Os demais ciclos causam variações de até 15% no tamanho das marés.

A geração maremotriz tem, ainda, potencial para deslocar a geração térmica convencional e permitir a estocagem de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas convencionais.

Considerada a forma de valoração da energia no sistema hidrotérmico brasileiro, pode-se admitir que a energia firme ou garantida da usina maremotriz (geração média em período crítico) corresponda ao fator de capacidade médio de longo prazo da usina.

■ 2.3. Aproveitamento das correntes marinhas

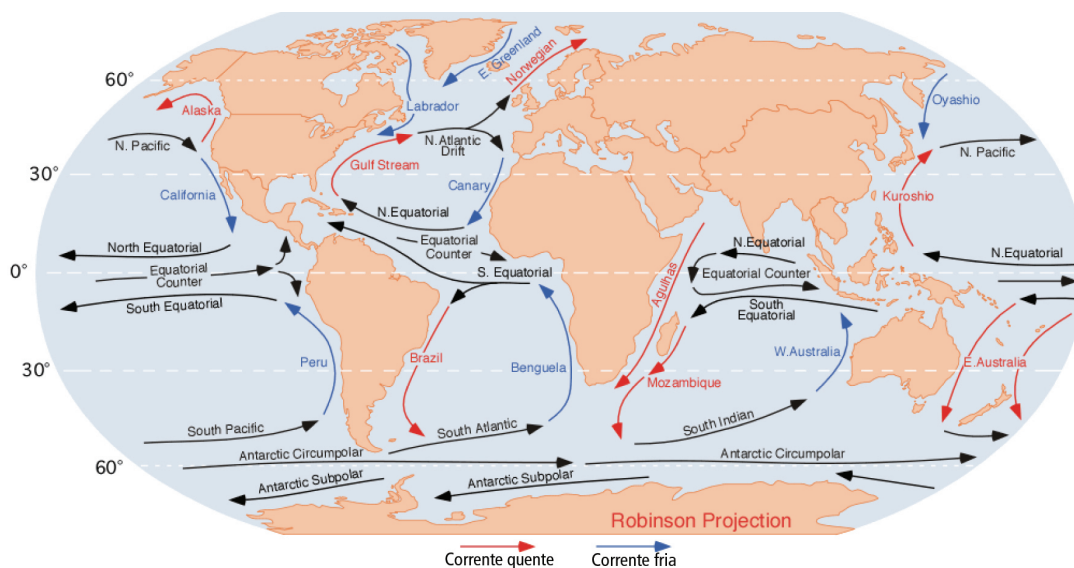
O aproveitamento da energia cinética do mar, associado às correntes de maré e às correntes oceânicas, é considerado, nos dias de hoje, mais viável técnica e economicamente, e ambientalmente menos agressivo, que o aproveitamento da energia potencial através do uso de barragens para a geração maremotriz.

As correntes oceânicas decorrem de gradientes termais e suas águas tendem a se concentrar próximo à superfície do oceano. Enquanto as de maré são bidirecionais, as correntes oceânicas fluem numa única direção e têm velocidade relativamente constante.

Das correntes oceânicas, talvez a mais conhecida seja a Corrente do Golfo (*gulf stream*), que movimenta mais de 80 milhões de m³/s e aquece a costa leste dos Estados Unidos e a dos países do norte da Europa. Historicamente, há outras correntes importantes, como as das Canárias, a Sul Equatorial, a de Bengala e a do Brasil, que foram determinantes para as descobertas marítimas do século XV.

A corrente Sul Equatorial se divide em duas. Uma flui pelo nordeste do Brasil, em direção ao Golfo do México. A outra, denominada corrente do Brasil, de águas quentes, desce da linha do Equador pela costa brasileira em direção ao sul do continente sul americano. A Figura 8 mostra os fluxos das principais correntes marinhas do mundo, relacionadas também na Tabela 4.

Figura 8 - Principais correntes oceânicas



Fonte: Physical Geograph.

O potencial da energia cinética do mar, tanto do movimento das correntes de maré quanto das correntes oceânicas, é estimado em 5.000 GW, com densidade energética de até 15 kW/m². Em 2000, apontou-se como sendo de 450 GW a parte economicamente aproveitável desse potencial (*Blue Energy 2000*).

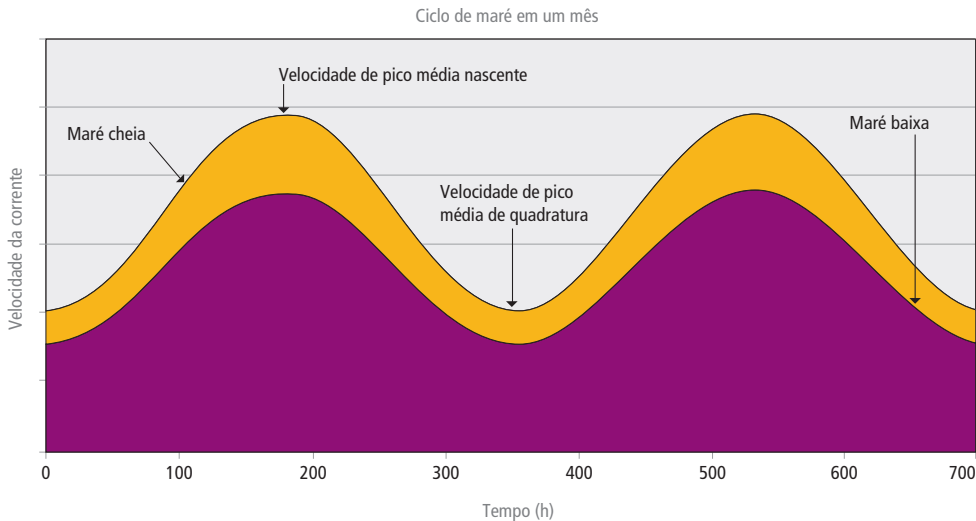
Tabela 4 - Principais correntes oceânicas do mundo

Nome	Oceano	Tipo
Agulhas	Índico	Quente
Alaska	Pacífico Norte	Quente
Bengala	Atlântico Sul	Quente/Fria
Brasil	Atlântico Sul	Quente
Califórnia	Pacífico Norte	Fria
Canárias	Atlântico Norte	Fria
Leste Australiano	Pacífico Sul	Quente
Equatorial	Pacífico	Quente
Golfo do México	Atlântico Norte	Quente
Humboldt (Peru)	Pacífico Sul	Fria
Kuroshio (Japão)	Pacífico Norte	Quente
Labrador	Atlântico Norte	Fria
North Atlantic Drift	Atlântico Norte	Quente
North Pacific Drift	Pacífico Norte	Quente
Oyashio (Kamchatka)	Pacífico Norte	Fria
Oeste Australiano	Índico	Fria
West Wind Drift	Pacífico Sul	Fria

Fonte: Physical Geograph.

A velocidade do fluxo d'água nas marés segue comportamento cíclico ilustrados na Figura 9 e já descrito anteriormente: um diário e outro quinzenal, conforme as fases da Lua, e outro ciclo mais longo, de 178 dias.

Figura 9 - Ciclos da velocidade das correntes de maré



Fonte: The Carbon Trust.

A velocidade do fluxo nas marés também é função da geometria do local, menor próxima ao leito do mar e das bordas do braço de mar. Em diversos locais, a velocidade do fluxo supera 5 nós (2,5 m/s ou 9,0 km/h).

Outro aspecto a ser considerado no aproveitamento das correntes marinhas é a limitação da energia a ser extraída sem alteração significativa da própria velocidade do fluxo e de suas consequências econômicas e ambientais. Admite-se que a proporção entre a energia aproveitável e a energia total do fluxo varie entre 10% e 50%, dependendo do local da instalação (The Carbon Trust)

■ 2.3.1. Aspectos técnicos

Em termos tecnológicos, o aproveitamento da energia cinética do mar se encontra ainda em estágio inicial de desenvolvimento, com projetos de equipamentos de geração bastante semelhantes aos utilizados no aproveitamento eólico. Exceto pela direcionalidade do fluxo d'água e pela profundidade de ancoragem dos equipamentos, não se diferencia o aproveitamento da energia cinética das correntes oceânicas e das marés.

As principais turbinas em estudo são as de eixo horizontal e as de eixo vertical, embora apenas as de eixo horizontal tenham sido utilizadas em projeto piloto.

A potência gerada em turbinas de fluxo é dada pela expressão:

$$P = \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \eta / 2 \quad [\text{kW}]$$

onde ρ é a densidade do meio, v é a velocidade do fluxo, A é a área das lâminas do rotor e η o rendimento da turbina.

Embora a velocidade das correntes marinhas seja muitas vezes menor que a velocidade média dos ventos, a densidade da água, 835 vezes maior que a do ar, favorece o aproveitamento das correntes marinhas. Para uma mesma área de fluxo e rendimento de turbina, a energia contida num fluxo de água com velocidade de 10 km/h produz a mesma energia que ventos de 94 km/h.

Como consequência da maior densidade da água, as pás das turbinas marinhas têm metade do diâmetro das turbinas eólicas, para uma mesma potência mecânica. A velocidade de giro das pás das turbinas é baixa, entre 10 e 20 rpm e o controle de velocidade é feito através do ângulo de passo das pás.

Em termos práticos, o fluxo constante das correntes marinhas pode ser economicamente aproveitável a partir de velocidades de 1 m/s. Já o fluxo bidirecional das marés é economicamente aproveitável a partir de velocidades de 1,5 m/s.

Em termos ambientais, a geração a partir das correntes marinhas tem mínimo impacto e restrito ao local da instalação. A baixa velocidade de rotação das turbinas (cerca de 10 vezes mais lentas que hélices de navios), não oferece perigo a peixes ou mamíferos aquáticos.

As turbinas para o aproveitamento das correntes podem ser de eixo horizontal, usadas no único projeto piloto em operação de demonstração, ou de eixo vertical.

A Figura 10 mostra o protótipo Seaflow, de 300 kW, desenvolvido pela Marine Current Turbines Ltd, atualmente em teste em North Devon, Reino Unido. O equipamento, fixo no leito do mar, tem rotor de 11 metros de diâmetro e opera numa única direção do fluxo da corrente (de maré). Está em operação desde maio de 2003, alimentando uma carga resistiva para testes de desempenho. Um segundo gerador, com duas turbinas bi-direcionais Seagen para aproveitamento de ambos os movimentos da corrente e 1 MW de potência, tem instalação e conexão à rede elétrica prevista para 2007.

Figura 10 - Protótipo Seaflow



Fonte: Energy Resources, Predictions for the UK tidal energy sector 2010-2030.

As turbinas de eixo vertical (Figura 11) têm sido estudadas para aplicação, principalmente, nas denominadas “cercas de maré” (*tidal fences*), que são estruturas semelhantes às barragens, porém vazadas, e que cobrem apenas parte da área de fluxo, permitindo o livre fluxo das marés.

Figura 11 - Turbinas verticais Gorlov e Darrieus



As turbinas de eixo vertical mais conhecidas são as turbinas Darrieus. As turbinas Gorlov são de desenvolvimento recente. Consistem de lâminas helicoidais em formato hidrodinâmico, formando uma superfície cilíndrica. Com o eixo de rotação posicionado perpendicularmente ao fluxo da corrente, podem girar à velocidade superior ao do próprio fluxo e sempre no mesmo sentido, independentemente da direção do fluxo. A turbina Gorlov pode aproveitar até 35% da energia cinética da corrente, enquanto que a Darrieus alcança 23%.

O uso de turbinas Gorlov foi proposto para aproveitamento do fluxo no estreito de Uldomolk, Coreia, onde a velocidade da maré supera 6 m/s e o potencial é estimado em 3.600 MW (United Nations Commission and Sustainable Development, 2006 - Sustainable Energy Conference).

Outra tecnologia de geração a partir das correntes marinhas é o Stingray (Figura 12), desenvolvido pela The Engineering Busines Ltd, cujo projeto de demonstração, de 150 kW, foi instalado nas Shetlands. Nesse projeto, o fluxo da corrente contra os hidrofólios movimenta os braços de sustentação dos hidrofólios que atuam como bombas hidráulicas, alternadamente comprimindo e expandindo óleo em circuito hidráulico de alta pressão. Atingido o limite de excursão dos braços, o ângulo de ataque dos hidrofólios é modificado, iniciando o movimento no sentido inverso.

Figura 12 - Turbina Stingray



Fonte: Energy Resources, Predictions for the UK tidal energy sector 2010-2030.

■ 2.3.2. Aspectos econômicos e operacionais

Conforme já assinalado, a tecnologia de aproveitamento das correntes marinhas está num estágio de desenvolvimento ainda incipiente. Isto dificulta uma avaliação realista dos custos envolvidos. Acredita-se, contudo, que possa vir a tornar-se economicamente competitiva com a geração eólica *offshore*.

Estudos realizados na Europa estimam um custo médio de geração entre 50 e 150 €/MWh, enquanto estudos realizados no Canadá, para projetos de 800 MW e 43 MW, sugerem custos de 110 Can\$/MWh e 250 Can\$/MWh, respectivamente⁵. O DTI do governo britânico, em publicação recente⁶, estima o custo médio de geração nas primeiras “fazendas” energéticas com base no fluxo de marés entre 120 e 150 £/MWh.

Embora a tecnologia de geração com base nas correntes oceânicas ou de marés seja bastante semelhante à de geração eólica, seus reflexos sobre os procedimentos de operação da usina interligada ao sistema elétrico são diferentes.

As principais diferenças residem na capacidade de manutenção da potência instantânea gerada pelas usinas à corrente, conseqüente da continuidade do fluxo das correntes, e na previsibilidade da quantidade de energia gerada durante o ciclo de carga. Os ciclos quinzenais da velocidade do fluxo das marés não modificam essas perspectivas.

O aproveitamento das correntes marinhas dispensa a operação em paralelo de outras fontes de potência controlada e pode atender, até pelo elevado fator de capacidade médio (80%), de modo autônomo e contínuo, cargas isoladas do restante do sistema elétrico.

Já o aproveitamento do fluxo das marés não oferece a mesma segurança operacional, embora possa apresentar também elevado fator de capacidade, entre 40% e 50%.

⁵ Breeze, Paul em Power Generation Technologies, ed. Elsevier, 2005.

⁶ The Carbon Trust, “Future Marine Energy” (janeiro/2006).

Em virtude da permanência da capacidade de ponta dos aproveitamentos da energia das correntes, da ausência de ciclos recessivos de longo prazo e do custo (nulo) do combustível, o valor energético dessa forma de geração de energia elétrica é muito semelhante ao da geração hidráulica convencional, com a vantagem de não apresentar períodos críticos.

■ 2.4. Energia das ondas

As ondas são, em última análise, uma forma alternativa da energia solar. O aquecimento da terra provoca os ventos, que, por sua vez, formam os movimentos oscilatórios das águas próximas à superfície do mar.

A primeira tentativa de uso da energia das ondas data de 1799, quando M. Girard e seu filho patentearam um mecanismo de ação direta para mover bombas e moinhos. A idéia era fixar travessas de madeira aos navios de batalha atracados e usá-las como alavancas no cais, aproveitando a oscilação dos navios provocada pelas ondas.

Embora o sucesso das tecnologias de conversão da energia das ondas por muito tempo tenha ficado restrito ao abastecimento de bóias de navegação, nos últimos 10 anos, alguns eventos contribuíram para o desenvolvimento de novas idéias e conceitos que têm renovado o interesse pelo assunto.

O Protocolo de Kyoto, em 1997, levou diversos países a financiarem projetos de pesquisa de fontes renováveis de modo a reduzir as emissões de poluentes. A Escócia, por exemplo, tem como meta suprir por fontes renováveis 40% da demanda prevista para 2020. Devido à crescente oposição ao uso da energia eólica, admite-se que parcela significativa desse percentual possa ser derivada da energia das ondas.

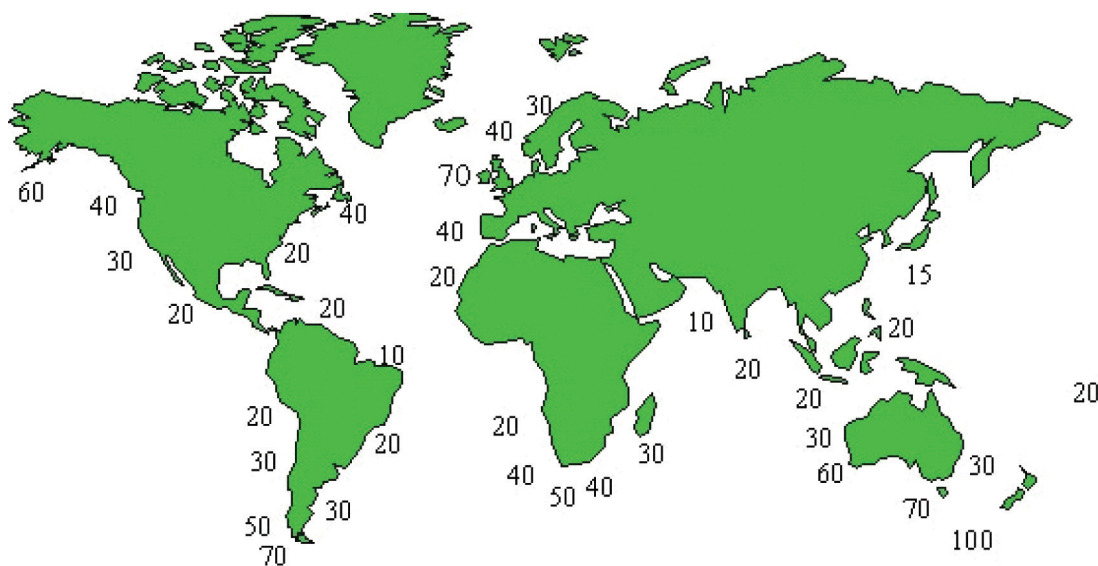
Paralelamente, o aumento de preços dos energéticos derivados do petróleo vem ampliando as oportunidades de viabilização técnico-econômica das tecnologias emergentes.

O potencial energético das ondas do mar quebrando ao longo das linhas costeiras é estimado entre 2 e 3 milhões de MW. Estima-se que com a tecnologia atual, a energia das ondas poderia suprir cerca de 16% da demanda anual mundial de energia elétrica⁷.

Entre as formas de energia renovável, as ondas são as que apresentam maior densidade energética, alcançando, no sudoeste da Nova Zelândia, valores médios estimados em até 100 kW por metro de costa, como mostrado na Figura 13 (World Energy Council, "Renewable energy resources: opportunities and constraints 1990-2020").

7 Thomas W. Thorpe, 4º European Wave Energy Conference, Aalborg, Dinamarca.

Figura 13 - Distribuição do potencial das ondas (em kW por metro de costa)



Fonte: WEC.

As áreas geográficas onde as ondas carregam maior quantidade de energia são a costa oeste da Escócia, noroeste do Canadá e Estados Unidos, sul da África, da América do Sul e da Austrália, onde alcançam potência entre 40 e 70 kW/m. As áreas de ondas pobres em energia incluem a costa sudeste dos Estados Unidos e América do Sul, oeste da África, sudeste asiático e Japão, onde as ondas têm potência entre 10 e 20 kW/m.

Na América do Sul, a maior densidade energética é encontrada ao sul do continente, nas águas chilenas a oeste do Cabo Horn. Em águas brasileiras, a densidade energética das ondas não supera 20 kW/m, entre as regiões Sul, Sudeste e parte da região Nordeste.

Estudos realizados pela Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia (COPPE)⁸ sugerem um potencial de 40 GW no Brasil, com potências variando entre 14,5 kW/m, na região de Vitória, Espírito Santo, a 33 kW/m, no Rio Grande do Sul. Cabe ressaltar que, em média, as ondas de maior potência ocorrem entre maio e setembro e as de menor potência nos meses de janeiro e fevereiro. A relação entre as potências máxima e mínima alcança valores da ordem de 3.

8 TOLMASQUIM et alii, Fontes Alternativas de Energia no Brasil.

■ 2.4.1. Aspectos técnicos

O conteúdo energético das ondas é função da altura e da frequência das ondas. A potência por metro de frente de onda pode ser calculada pela expressão:

$$P = \rho \cdot g^2 \cdot T_z \cdot H_s^2 / 32 \lambda \quad [\text{kW/m}]$$

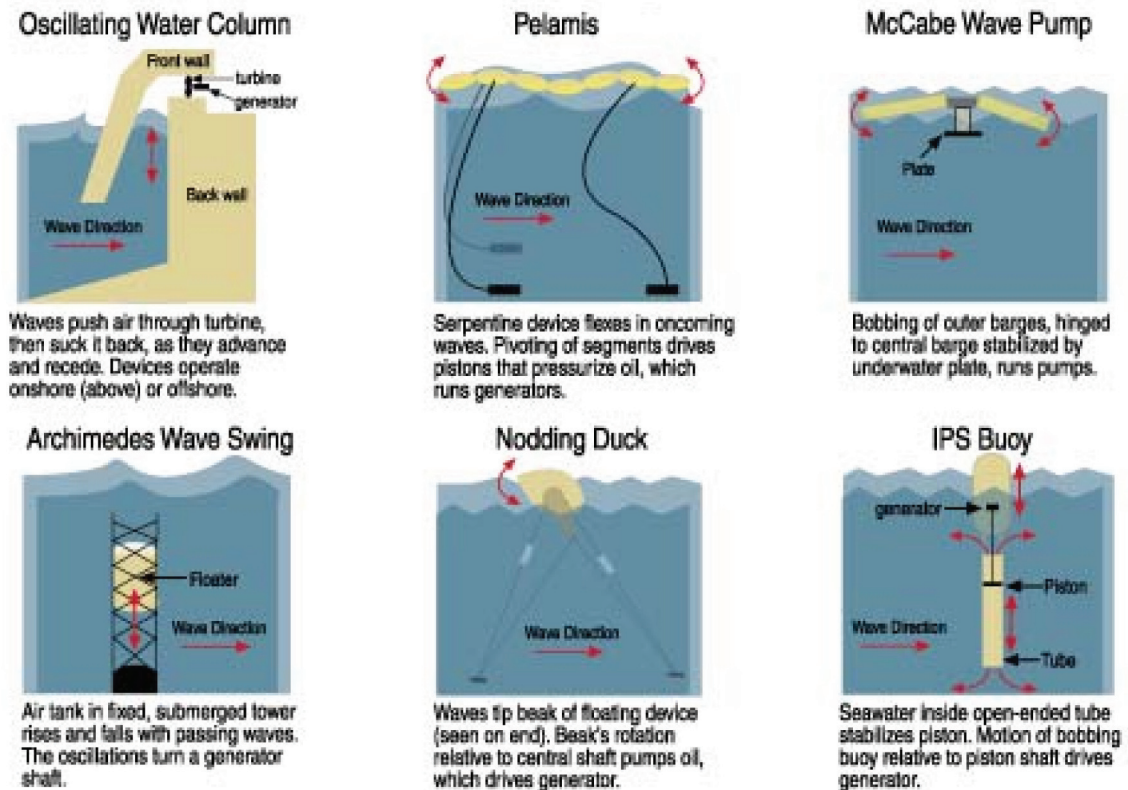
onde ρ é densidade da água do mar e g a aceleração local da gravidade. A altura (H_s) é uma medida da amplitude de oscilação das partículas d'água na direção vertical, em relação a um ponto fixo. Reflete uma medida estatística: quatro vezes a raiz média quadrática dos níveis do mar em relação ao nível médio do mar em repouso. O período das ondas é também uma medida estatística: intervalo médio de tempo (T_z) entre dois picos de ondas sucessivas (λ).

A energia contida nas ondas tem variação sazonal, sendo maior no inverno quando as maiores diferenças de temperatura e pressão atmosféricas resultam em ventos mais fortes. Não existem registros de outros comportamentos cíclicos e as técnicas de previsão das condições do mar, que refletem o conteúdo energético das ondas, são limitadas, em termos de confiança, a um máximo de 3 dias.

Embora cerca de 300 projetos diferentes de conversão da energia das ondas sejam conhecidos, apenas alguns poucos foram efetivamente testados em protótipos. As tecnologias mais desenvolvidas estão ainda em estágio pré-comercial, necessitando pesquisas e aprimoramentos, principalmente para redução dos custos de investimento e incremento tanto da eficiência da conversão quanto da confiabilidade operacional. Acredita-se que a viabilidade econômica não seja alcançada antes de 2015 e que mesmo em países com elevado potencial energético e programas governamentais de incentivo ao desenvolvimento tecnológico, como a Irlanda, a participação da geração a partir das ondas seja insignificante até pelo menos 2020 (Sustainable Energy Ireland, 2005).

As tecnologias de conversão da energia das ondas podem ser classificadas em *onshore*, com equipamentos fixos em terra, e *offshore*, onde os equipamentos de geração são embarcados.

As três principais tecnologias *onshore* são as de coluna d'água oscilante (*Oscillating Water Column - OWC*), canal de derivação (*tapchan*) e pêndulo. As tecnologias *offshore* são, ainda, campo aberto à imaginação e podem ser classificadas entre atenuadores de onda (*wave attenuators*), bóias (*point absorbers* e *pitching devices*), entre as quais destaca-se o Pelamis, e as de reservatório flutuante (*overtopping*). A Figura 14 ilustra a OWC e algumas das tecnologias *offshore* em desenvolvimento.

Figura 14 - OWC e tecnologias *offshore* em desenvolvimento

■ 2.4.2. Tecnologias *onshore*

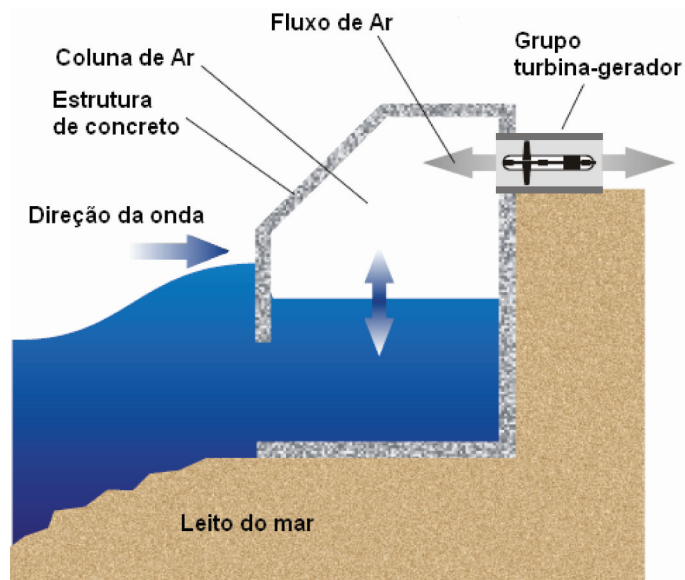
As tecnologias *onshore* tem como vantagens operacionais a permanência em terra dos equipamentos de geração, o que facilita a manutenção e evita a instalação de cabos de transmissão submarinos. Como desvantagens, têm a menor potência das ondas, atenuadas pelo atrito com o fundo mais raso do mar, maior custo de construção pela necessidade de aquisição do terreno para a instalação da usina e algumas restrições ambientais relacionadas principalmente ao ruído.

Coluna d'água oscilante (*Oscillating Water Columns – OWC*)

Gera energia elétrica a partir da oscilação vertical da água em câmara parcialmente fechada. Consiste de uma estrutura parcialmente submersa aberta na parte inferior, abaixo da linha d'água. O movimento de fluxo e refluxo das ondas provoca movimento vertical da água contida na câmara, comprimindo e descomprimindo o ar e movendo uma turbina de fluxo de ar (Figura 15).

Essa tecnologia resolve um dos problemas associados à geração de energia elétrica a partir das ondas do mar, que é o fato da água salgada ser altamente corrosiva quando em contato com partes metálicas.

Figura 15 – Princípio de operação das usinas OWC

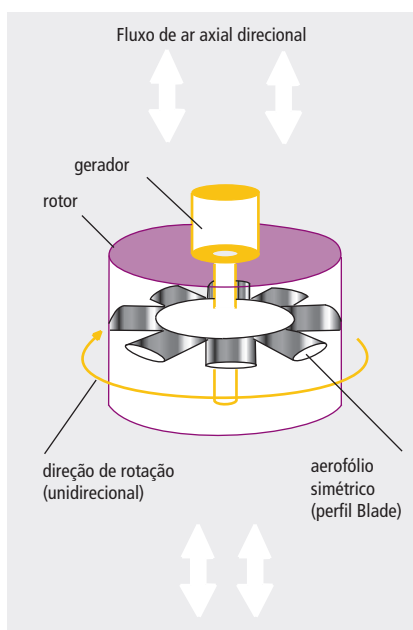


Fonte: Aalborg University.

Existem diferentes técnicas de aproveitamento do fluxo de ar. Alguns sistemas utilizam válvulas para obter um fluxo unidirecional do ar na turbina. Outros usam duas turbinas, uma em cada direção do fluxo de ar. Uma terceira técnica, mais empregada, utiliza as turbinas projetadas por Alan Wells no final dos anos 80.

A inovação introduzida por Wells foi o formato das lâminas da turbina, semelhantes a aerofólios (ou asas de avião), mas simétricas em relação ao eixo horizontal (Figura 16), de modo que a força resultante gira a turbina na mesma direção independentemente do sentido do fluxo de ar.

Figura 16 - Turbina Wells



As perdas aerodinâmicas reduzem a eficiência das turbinas Wells a apenas 80%. Quando as ondas são muito pequenas, a turbina retira energia cinética do gerador para manter sua velocidade de operação, e em tempestades, quando a velocidade do ar se torna extrema, a turbulência nas lâminas reduz consideravelmente sua eficiência.

Diversas instalações piloto de usinas OWC vêm sendo usadas como laboratório para o desenvolvimento da tecnologia, considerada a mais viável entre as alternativas *onshore* (Tabela 5). A primeira usina OWC a operar diretamente conectada à rede de transmissão foi instalada na ilha de Islay, Escócia, em 2000. Com 500 kW de potência instalada e conectada à rede local de 11 kV, apresenta fator de capacidade médio de 29,7%, correspondente a uma geração anual de 1.300 MWh, obtidos num local onde a potência média das ondas é de 20 kW/m.

Tabela 5 - Projetos *onshore* com tecnologia OWC

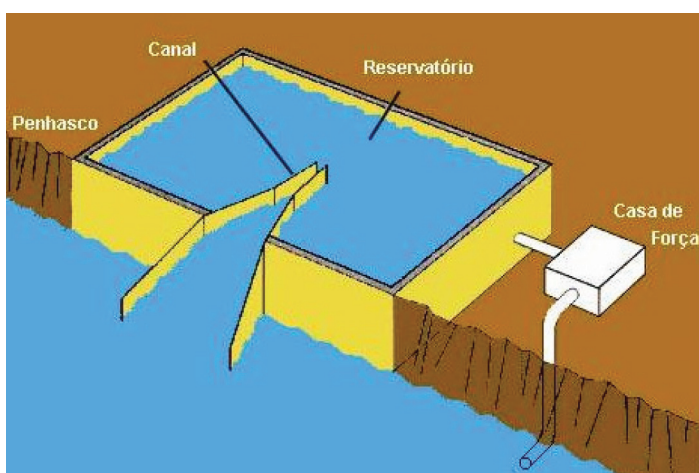
País	Local	Usina	Potência (kW)	Ano início de operação
Escócia	Ilha de Islay	Osprey	2.000	2002
		Islay 2, Limpet	500	2000
		Islay 1	75	1988
Portugal	Açores	Ilha de Picos	400	1999
Índia	Trivandrum	Vizhinjam, 2	150	1996
		Vizhinjam, 1	75	1990/95
China	Dawanshan	Dawanshan	3	1990
Japão	Sakata	Sakata	75	1988
	Sakata	Sakata	60	1988

Canal de derivação (*tapchan* ou *wave surge*)

São dispositivos que usam estruturas fixas montadas na linha costeira para concentrar as ondas (*focus devices*) e dirigi-las a um reservatório elevado. A inclinação e o estreitamento do canal de adução, em processo semelhante ao das tsunamis, provocam a elevação da água, que se derrama pelas bordas do canal e enche o reservatório. O escoamento de volta ao mar se faz através de turbinas de baixa queda, de modo semelhante a uma usina hidráulica convencional (Figura 17).

Essa tecnologia de geração requer ondas com elevada energia de modo que tenham força suficiente para subir pelo canal até o reservatório, uma elevação entre 3 e 5 metros. Um projeto demonstração da tecnologia foi instalado em Toftesfellen, Noruega, em 1985, com potência de 350 kW.

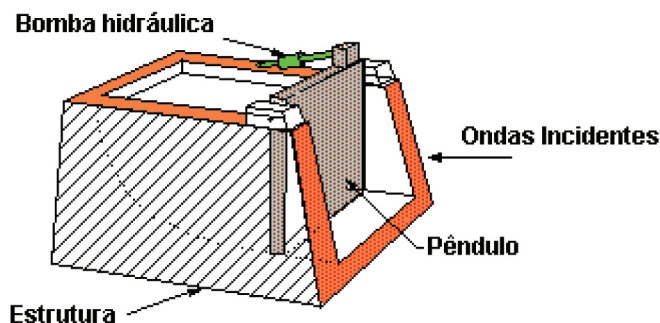
Figura 17 - Idealização da tecnologia *tapered channel*



Pêndulo

O pêndulo consiste de uma estrutura suspensa por um eixo perpendicular à direção das ondas incidentes, que gira livremente em sua parte inferior. Quando uma onda choca-se com o pêndulo, este movimenta-se em torno do eixo e expande (na incidência da onda) ou comprime (no refluxo das águas) o óleo, movendo uma bomba hidráulica que aciona um gerador elétrico (Figura 18).

Figura 18 - Pêndulo



O pêndulo desenvolvido pelo Muroran Institute of Technology (Japão) é uma tentativa de proteger as encostas da erosão provocada pelo mar e aproveitar a energia das ondas para a geração da energia elétrica. Não se conhecem seus resultados práticos.

■ 2.4.3. Tecnologias *offshore*

Apenas por facilidade de exposição, agrupou-se sob o título tecnologias *offshore* tanto aquelas em que os equipamentos são operados próximos à costa quanto as que os equipamentos operam em mar aberto. A literatura técnica especializada subdivide em *nearshore* e *offshore*, respectivamente.

As tecnologias *offshore* têm como vantagem a possibilidade de aproveitamento de ondas de maior potência, menos atenuadas pelo atrito com o leito do mar. A ancoragem das estruturas no leito do oceano é um aspecto técnico solucionado e de custo proporcionalmente baixo em relação ao custo total do equipamento.

A capacidade de sobrevivência no mar, porém, é determinante para o sucesso de uma tecnologia que deve operar, em condições normais, com ondas de potência entre 10 e 50 kW/m e suportar tormentas extremas que podem elevar a potência das ondas a cerca de 1.000 kW/m. Pelo aspecto ambiental, a experiência acumulada ainda é muito pequena para uma avaliação consistente, porém as tecnologias *offshore* são pouco invasivas e as consequências limitadas ao local do projeto. Algumas tecnologias podem apresentar externalidades positivas relacionadas à proteção da costa marítima contra a erosão provocada pelo mar.

Atenuadores de onda

Os atenuadores de onda são a versão *offshore* da tecnologia de coluna d'água oscilante – OWC. Toda a estrutura da usina é flutuante e ancorada diretamente ao leito do mar, em área próxima à costa (*nearshore*).

Atualmente dois projetos piloto testam essa tecnologia (Tabela 6). O primeiro OWC flutuante, denominado Mighty Whale, de 50 kW, foi desenvolvido pelo Japan Marine Science and Technology Center e instalado na entrada da baía de Gokasho, onde vem operando desde setembro de 1998. Com uma extensão aberta ao mar de 30m e operando num local onde a potência média das ondas é de apenas 4 kW/m, o Mighty Whale atinge eficiência de 15%, sendo capaz de gerar 18 kW de um máximo de 120 kW.

Tabela 6 - Projetos piloto da tecnologia OWC flutuante

Local, País	Nome	Potência	Início de Operação
Gokasho, Japão	Mighty Whale	50 kW	1998
Port Kembla, Austrália	Port Kembla	300 kW	2007

A eficiência dos projetos OWC flutuantes pode ser incrementada com o uso de dispositivo de concentração das ondas semelhante ao da tecnologia *tapchan*, citada anteriormente. É o caso do OWC em instalação em Port Kembla, Austrália (Figura 19), uma estrutura metálica de 485 t projetada para operar com ondas que, em 63% do tempo, excedem 1m de altura (potencial superior a 110 kW) e em 5,5% do tempo excedem 2m (potencial superior a 400 kW). A estrutura incorpora um defletor parabólico de direcionamento das ondas. A conexão da usina à rede de transmissão, prevista para o início de 2007, é feita por cabo submarino com tensão de 11 kV.

Figura 19 - Usina OWC de Port Kembla



Fonte: Energetech Australia Pty.

Bóias (*point absorbers*, *pitching devices* ou *surge devices*)

São as tecnologias de geração de energia elétrica a partir do movimento oscilatório de objetos flutuantes. Nesta classificação, incluíram-se, aqui, tanto as tecnologias que aproveitam apenas os movimentos verticais pontuais das ondas (*point absorbers*) quanto aquelas que geram energia elétrica a partir da torção de estruturas articuladas, torção essa provocada pelo deslocamento horizontal de ondas sucessivas (*pitching devices*). Estas últimas podem ser classificadas, alternativamente, como atenuadoras de onda.

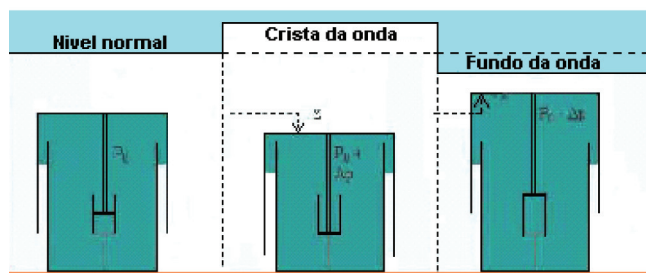
O Archimedes Wave Swing - AWS

O AWS, uma tecnologia em fase de teste de protótipo, desenvolvida pela empresa holandesa AWS BV, é um equipamento submerso que consiste de uma câmara cilíndrica cheia de ar (flutuador) de movimento vertical livre.

Quando a crista da onda se aproxima, o aumento da pressão na parte superior do flutuador comprime o ar no cilindro. O inverso acontece quando a onda passa e o ar se expande. O movimento relativo entre o flutuador e a parte fixa inferior do AWS é convertido em energia elétrica num gerador linear. O AWS fica submerso a pelo menos 6 metros da superfície, o que reduz os impactos das tormentas e os custos de ancoragem no leito do mar.

Até o momento, o AWS é o equipamento de geração a partir do movimento das ondas de maior potência instalada. A unidade de 2 MW, que vem sendo testada na costa de Portugal desde abril de 2002 (Figura 20), apresenta fator de capacidade médio de 35%.

Figura 20 - Princípio de operação do AWS



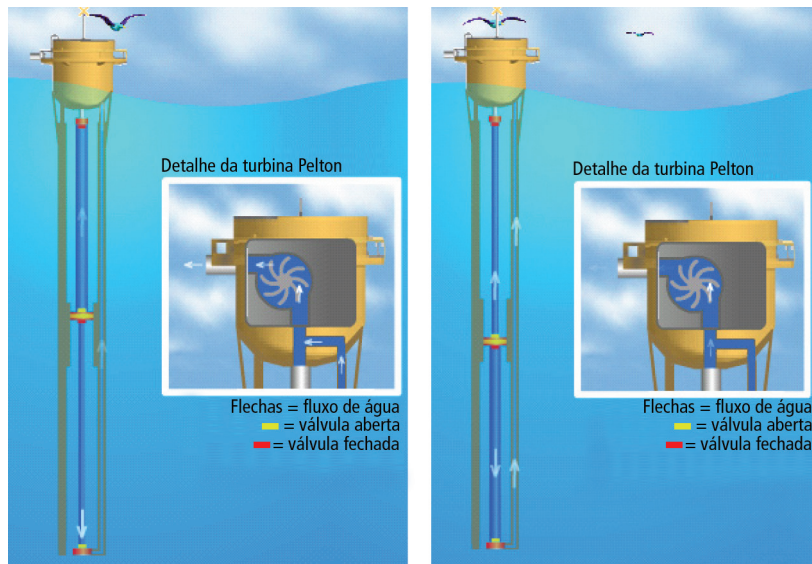
Fonte: www.waveswing.com.



A AquaBuOY

O projeto AquaBuOY, em desenvolvimento pela AquaEnergy, ilustra a tecnologia de geração de energia elétrica por bóias flutuantes. Uma massa flutuante de movimento vertical livre atua sobre um volume de água contido num cilindro submerso (reator). A variação da pressão exercida sobre a água movimenta uma bomba de alta pressão (*hose pump*), que bombeia água para uma turbina de impulso. A Figura 21 mostra o processo, em duas posições diferentes, do mecanismo de bombeamento.

Figura 21 - Ilustração do funcionamento da AquaBuOY



Fonte: AquaEnergy Group Ltd.

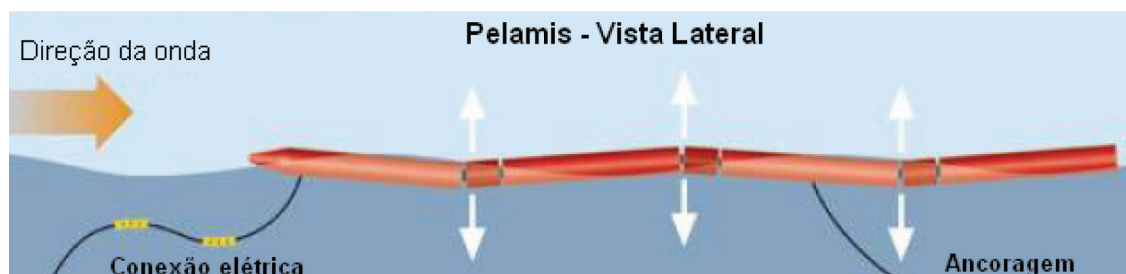
A AquaBuOY é projetada para operação local com profundidade superior a 50m, com potência instalada de 250 kW. O projeto piloto de demonstração da tecnologia, com quatro bóias, está previsto para instalação em Makah Bay, estado de Washington, Estados Unidos, aproveitando ondas com potência média de 33 kW/m. Considerando que a geração média anual é de 1.500 MWh, pode-se calcular em 17,1% o fator de capacidade médio esperado da instalação.

Um projeto semelhante, onde a turbina é substituída por um gerador linear, é o PowerBuoy, em desenvolvimento pela Ocean Power Technologies, para águas entre 30 e 50m de profundidade. O PowerBuoy tem dimensões e potência reduzidas (40 kW) e é idealizado para a construção de “fazendas” energéticas. Uma “fazenda” energética de 10 MW ocuparia uma área de cerca de 0,12 km².

O Pelamis

O *Pelamis Wave Energy Converter*, nome derivado da *Pelamis Platurus*, cobra marinha venenosa nativa dos oceanos Índico e Pacífico, é uma tecnologia emergente, desenvolvida pela escocesa Ocean Power Delivery Ltd., que usa os movimentos do mar para gerar eletricidade. Consiste de uma série de seções cilíndricas semi-submersas unidas por juntas articuladas. O movimento relativo entre as seções cilíndricas provocado pelo movimento das ondas promove a compressão e expansão de fluido biodegradável nas juntas articuladas, movendo um gerador elétrico (Figura 22).

Figura 22 - Processo de geração do Pelamis



Fonte: Ocean Power Delivery Ltd.

Ao invés de buscar a máxima eficiência da conversão energética, o projeto do Pelamis procura garantir a sobrevivência do equipamento em tormentas de até 100 anos de recorrência. Mesmo assim, estudo realizado pelo Electric Power Research Institute Inc (EPRI)⁹ para geração *offshore* em 5 possíveis locais nos Estados Unidos estima um fator de capacidade próximo a 38%, alcançado com unidades de 500 kW de potência instalada, em águas com potência média de 15,2 kW/m. Em águas menos favoráveis (4,9 kW/m), a estimativa do fator de capacidade se reduz a 11%.

Em maio de 2005, foi iniciado o projeto piloto de instalação da primeira “fazenda” comercial de conversão de energia das ondas, a 5 km da costa de Portugal, próxima a Póvoa do Varzim (Figura 23). Cada um dos três Pelamis a serem inicialmente instalados tem potência de 750 kW, comprimento de 120m, diâmetro de 3,5m e peso de 700 t. O custo do projeto piloto é estimado em € 8 milhões. As demais unidades, até um total de 24 MW, poderão ser encomendadas até o final de 2006, dependendo do desempenho das unidades de teste.

Tipicamente, uma “fazenda” energética de 30 MW ocuparia uma área de 1 km².

Figura 23 - Pelamis: montagem da instalação em Povo do Varzim



Fonte: RPA.

⁹ “Offshore Wave Power Feasibility Demonstration Project”, 2005.

Figura 24 - Pelamis: ilustração artística da “fazenda” piloto

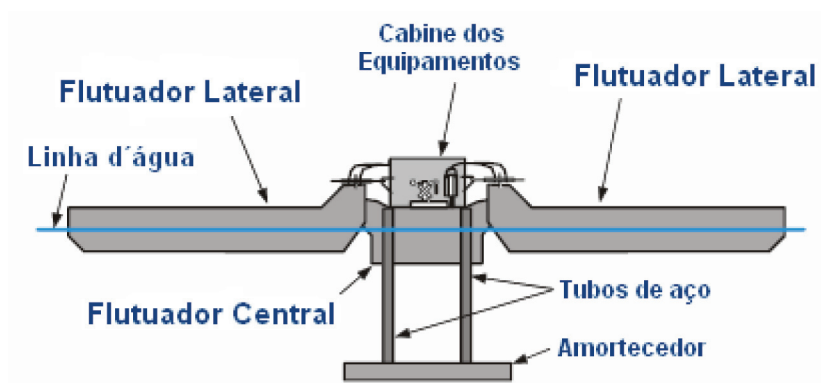


Fonte: RPA.

A bomba McCabe

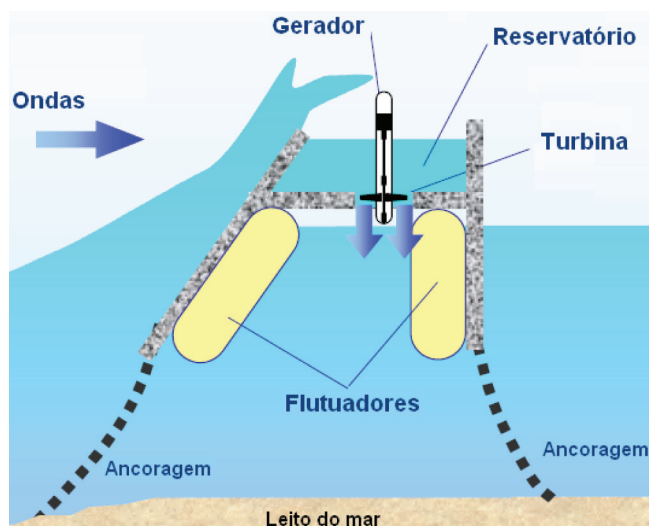
A idéia central do Pelamis, de utilizar a compressão de óleo para movimentar uma turbina, é aproveitada em outros projetos de geração a partir das ondas, como a bomba McCabe. Nesse projeto, dois flutuadores laterais são conectados a um flutuador central por juntas flexíveis. O movimento relativo entre os flutuadores laterais e o flutuador central, provocado pelo deslocamento das ondas, promove a compressão e a expansão de fluido nas juntas articuladas. Bombas hidráulicas movem um gerador elétrico (Figura 25). A bomba McCabe vem sendo desenvolvida pela empresa irlandesa Hydam Technology Ltd. Um protótipo de 40m de comprimento e potência de 400 kW foi instalado em Kilbaha, Irlanda, em 1996.

Figura 25 - Bomba McCabe



Reservatório flutuante (*overtopping*)

A tecnologia de reservatório flutuante é a versão flutuante do canal de derivação (*tapchan*). Usa dispositivo para concentrar as ondas (*focus devices*) e dirigi-las a uma rampa projetada para elevar as águas até um reservatório flutuante elevado. A devolução ao mar da água acumulada se faz através de turbinas Kaplan de baixa queda, de modo semelhante a uma usina hidráulica convencional (Figura 26).

Figura 26 - Princípio de operação dos *overtoppings*

Fonte: Aalborg University.

Dois projetos que usam essa tecnologia estão em desenvolvimento, o *Sea Power* (Sea Power International AB, Suécia), projeto de 1,5 MW a ser testado, e o *Wave Dragon* (Wave Dragon ApS, Dinamarca), projeto piloto já em operação.

O *Wave Dragon*

O *Wave Dragon* é uma estrutura semi-submersa projetada para operar em águas com profundidade superior a 25m, com potência de ondas entre 20 e 50 kW/m.

A usina pré-comercial de demonstração da tecnologia será instalada em abril de 2007 em Milford Haven, na costa de Pembrokeshire, País de Gales, com capacidade instalada entre 4 e 7 MW, 16 turbinas Kaplan de baixa queda, especialmente projetadas e volume de acumulação de 8.000 m³. A abertura máxima entre os braços do concentrador de ondas tem 300m e a altura do equipamento acima do nível do mar, controlável dinamicamente em função da condição do mar, varia entre 3 e 6m. Um protótipo de 237 t vem operando desde março de 2003 em Nissun Bredning, Dinamarca (Figura 27).

Figura 27 - Protótipo do Wave Dragon em operação na Dinamarca



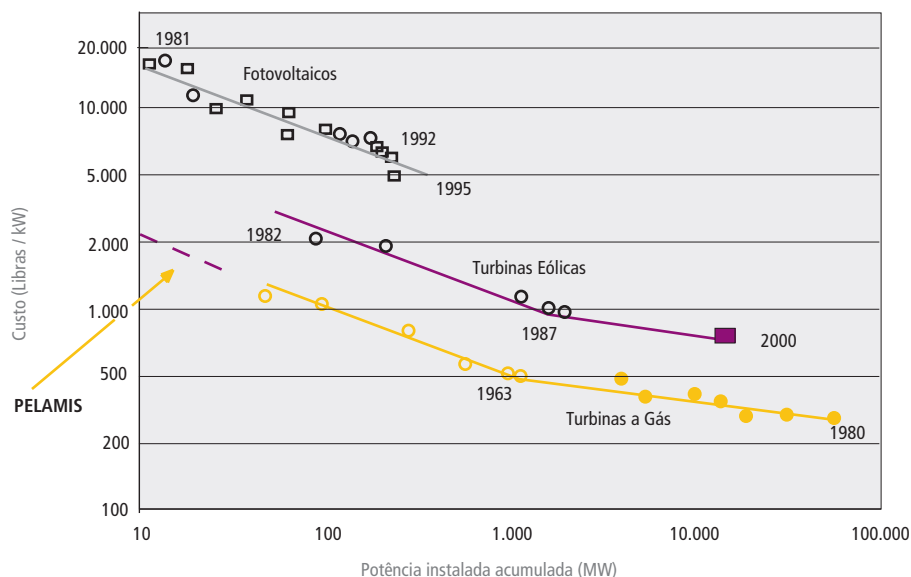
■ 2.4.4. Aspectos econômicos e operacionais

O aproveitamento energético das ondas, em termos econômicos, tem as mesmas características das demais fontes renováveis: altos custos de investimento e baixo custo de operação. Apesar da evolução tecnológica e reduções de custo já alcançadas, os investimentos necessários ainda são bastante superiores ao de outras fontes energéticas disponíveis, como as térmicas e eólicas.

Uma característica, porém, sugere que a energia das ondas tem potencial para tornar-se, a médio ou longo prazo, entre as energias alternativas renováveis, uma das de menor custo: sua densidade energética, maior que a eólica e menos difusa que a solar.

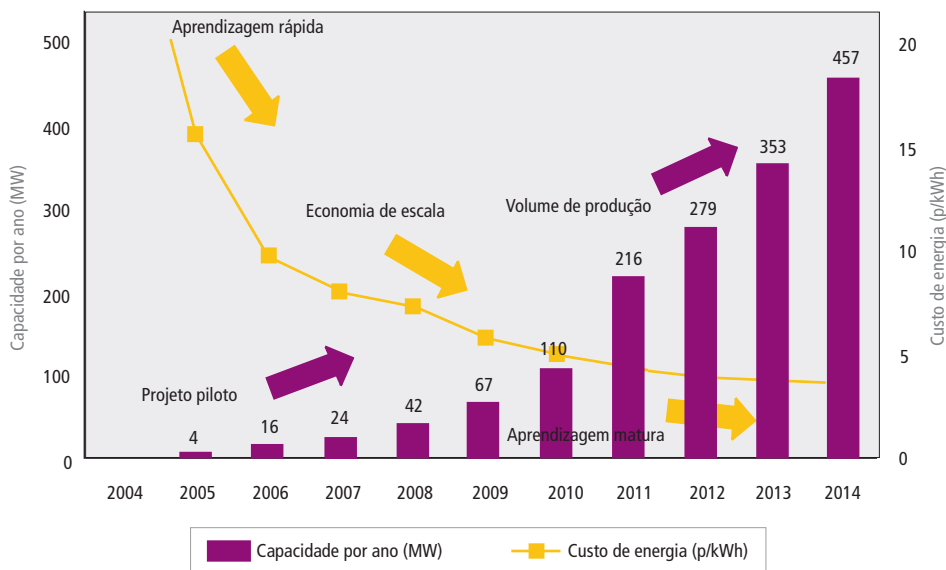
Especificamente para o Pelamis, a Comissão Europeia (European Commission Atlas) admite um custo de investimento superior a 2.000 £/kW para as primeiras unidades instaladas, porém esse fato não desencoraja a tecnologia. Pelo contrário, a comparação com custos de investimento de outras tecnologias de geração em idênticos estágios de desenvolvimento mostra que o aprimoramento tecnológico e a economia de escala tendem a tornar economicamente competitiva a transformação da energia das ondas (Figura 28 e Figura 29).

Figura 28 - Evolução dos custos de capital de diferentes tecnologias de geração



Fonte: European Commission Atlas.

Figura 29 - Expectativa para evolução do custo de capital da tecnologia Pelamis



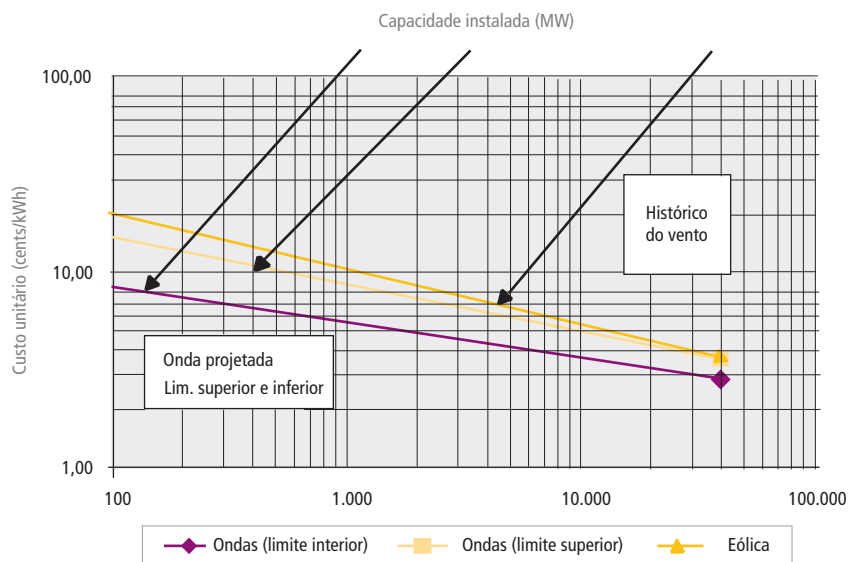
Fonte: Ocean Power Delivery Ltd.

O estudo do EPRI, anteriormente citado, confirma a tendência de redução de custos da tecnologia de geração a partir das ondas. Dele se infere um custo de instalação da primeira unidade comercial de 500 kW do Pelamis (custo “FOAK” – *first of a kind*) entre 2.600 e 3.000 US\$/kW. O custo anual de operação e manutenção pode ser estimado entre 35 e 40 US\$/MWh, e existe, ainda, um custo adicional, de cerca de 260 US\$/kW, a cada 10 anos, para recondicionamento do equipamento.

Do custo unitário de geração (US\$/MWh), 50% é atribuído à construção, 40% à operação e manutenção, 4% ao recondicionamento decenal e 6% à ancoragem e cabeamento submarino.

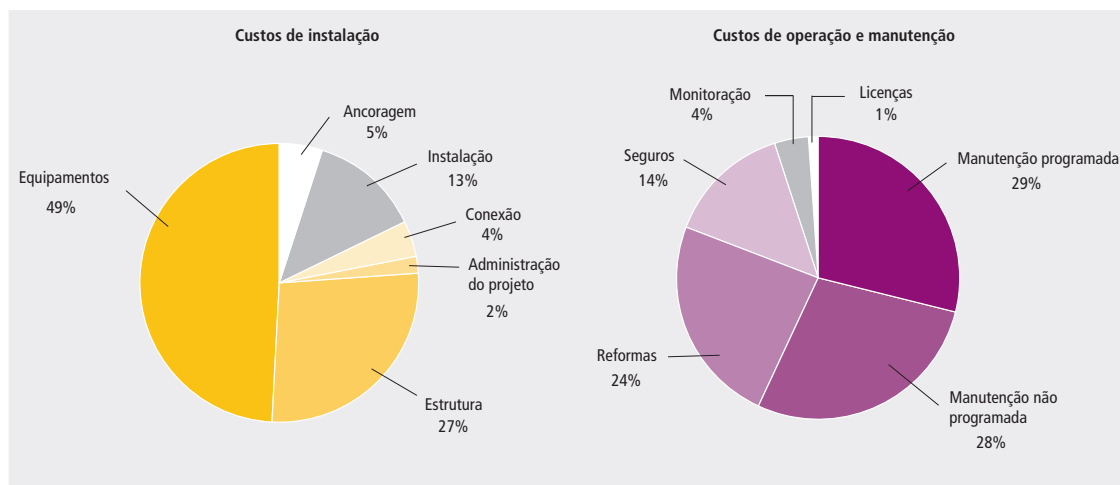
O EPRI mostra ainda a evolução esperada do custo unitário de geração em função da difusão da tecnologia e incremento da capacidade instalada (“curva de aprendizagem”) e a compara com a evolução da tecnologia eólica (Figura 30).

Figura 30 - Evolução do custo unitário da tecnologia de ondas



Fonte: Adaptado do EPRI.

Para as tecnologias de geração *nearshore*, o DTI sugere a desagregação dos custos de investimento e manutenção nos percentuais indicados na Figura 31. Em relação à tecnologia de coluna d'água oscilante *nearshore* (OWC), cujos custos de geração foram reduzidos em cerca de 5 vezes entre 1982 e 2001, o DTI estima que as primeiras unidades comerciais tenham custo médio de geração entre 150 e 280 €/MWh.

Figura 31 - Custos de equipamentos de geração *offshore*

A operação interligada ao sistema elétrico das usinas que utilizam a energia das ondas não impõe condições diferentes daquelas impostas pela geração eólica. Em ambos os casos, a imprevisibilidade da potência instantânea dessas usinas exige a operação em paralelo com outras fontes controláveis e capazes de rápida variação de tomada e rejeição de carga.

Como as usinas a onda, em geral, utilizam geradores de frequência variável, a transmissão entre o gerador e o sistema elétrico é feita em corrente contínua com inversão na interligação com a rede, o que pode exigir um nível mínimo de potência de curto-circuito na interligação e filtros harmônicos.

Essas exigências, contudo, não reduzem o valor energético da geração a onda. A ausência de ciclos recessivos e a previsibilidade da disponibilidade energética em prazos compatíveis com a regularização plurianual de um sistema de base hidráulica, como o brasileiro, tendem a valorizar a geração à onda. Também, a oposição da sazonalidade do regime das ondas em relação à sazonalidade do regime de chuvas nas regiões Sudeste e Sul do país deve ser ressaltada.

A geração à onda desloca a geração térmica convencional e permite a estocagem de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas convencionais. Considerada a forma de valoração da energia no sistema hidrotérmico nacional, pode-se admitir que a energia firme ou garantida das usinas à onda (geração média em período crítico) corresponda ao fator de capacidade médio de longo prazo dessas usinas.

3. Energia solar

■ 3.1. Introdução

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje, sem sombra de dúvidas, uma das alternativas energéticas mais promissoras para enfrentar os desafios do novo milênio. Vale ressaltar que o Sol é responsável pela origem de quase todas as outras fontes de energia.

Algumas formas de utilização da energia solar são:

- **arquitetura bioclimática:** estudo que visa harmonizar as construções ao clima e às características locais, tirando partido da energia solar, através de correntes convectivas naturais e que não se restringe a características arquitetônicas adequadas, na medida em que se preocupa, também, com o desenvolvimento de equipamentos e sistemas que são necessários ao uso da edificação e com o uso de materiais de conteúdo energético tão baixo quanto possível;

- **energia solar fotovoltaica:** energia obtida diretamente da conversão da energia solar em energia elétrica; e

- **energia solar fototérmica:** a utilização dessa forma de energia implica saber captá-la e armazená-la, os equipamentos mais difundidos com o objetivo específico de se utilizar a energia solar fototérmica são conhecidos como coletores solares.

Os coletores solares, equipamentos utilizados na arquitetura bioclimática, consistem em aquecedores de fluidos (líquidos ou gasosos) e são classificados em coletores concentradores e coletores planos, em função da existência, ou não, de dispositivos de concentração da radiação solar. O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final (água aquecida para banho, ar quente para secagem de grãos, gases para acionamento de turbinas e etc.).

Atualmente, coletores solares são largamente utilizados em residências, hospitais e hotéis devido ao con-

forto e à redução do consumo de energia elétrica proporcionados. Essas tecnologias, entretanto, serão tratadas em notas técnicas referentes à demanda de energia elétrica, pois estes são mais importantes nos estudos de deslocamento de carga do que propriamente na expansão de oferta do parque gerador.

Nos itens a seguir serão descritas as tecnologias fototérmica e fotovoltaica.

■ 3.2. Energia solar fototérmica

■ 3.2.1. Conceito geral

A energia solar térmica, ou fototérmica, ou ainda heliotérmica, é uma tecnologia relativamente nova, porém tem se mostrado bastante promissora devido aos reduzidos impactos ambientais associados e à enorme disponibilidade de recursos em algumas regiões com grande radiação solar direta, como o Nordeste brasileiro.

Na verdade, os primeiros esforços para desenvolver a tecnologia de aproveitamento solar térmico aconteceram há mais de cem anos. A partir do primeiro choque do petróleo, estudos e pesquisas foram intensificados, formando a base para os desenvolvimentos em P&D no início dos anos 80, quando os projetos de plantas solar térmica foram empreendidos por países desenvolvidos como os Estados Unidos, a Rússia, o Japão, a Espanha e a Itália. O principal avanço, entretanto, ocorreu com a companhia Luz International, que construiu um conjunto de nove Estações de Geração Solar Elétrica (SEGS) no deserto californiano de Mojave. A capacidade de tais plantas variava entre 14 e 80 MW, permitindo ofertar um total de 354 MW de potência à rede elétrica sul californiana.

As usinas fototérmicas usam concentradores solares que recebem radiação solar direta e, por isso, precisam estar localizados em sítios com características específicas, por exemplo, com potencial médio anual de energia solar de pelo menos 2.000 kWh/m². As regiões favoráveis para o aproveitamento fototérmico devem apresentar vegetação e clima que não propiciem altos níveis de umidade relativa do ar. São regiões preferenciais, por exemplo, as estepes, as savanas, as regiões desérticas e semidesérticas, que se localizam entre as latitudes 40°S e 40°N (Brakmann et al., 2003). De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, editado pela Aneel (2005), o aproveitamento da energia fototérmica requer temperaturas bem elevadas.

Em muitas regiões do mundo, 1m² de terra é suficiente para gerar entre 100 e 200 GWh de energia por ano a partir de plantas solar térmicas. Esse valor é equivalente à produção anual de uma usina termelétrica a carvão de 15 a 30 MW de potência instalada, operando com 80% de fator de capacidade. Ainda de acordo com Brakmann et al. (2003), durante todo o período de vida útil de uma usina solar térmica, a produção é equivalente à energia contida em 16 milhões de barris de petróleo.

O processo de conversão da energia ocorre por meio de concentradores solares (CSP), cuja finalidade é captar a energia solar incidente numa área relativamente grande e concentrá-la numa área muito menor, de modo que a temperatura desta última aumente substancialmente. A superfície refletora (espelho) dos concentradores tem forma parabólica ou esférica, de modo que os raios solares que nela incidem sejam refletidos para uma superfície bem menor, denominada foco, onde se localiza o material a ser aquecido. Os sistemas parabólicos de alta concentração atingem temperaturas bastante elevadas e índices de eficiência que variam de 14% a 22% de aproveitamento da energia solar incidente, podendo serem utilizadas para a geração de vapor e, conseqüentemente, de energia elétrica. Contudo, a necessidade de focalizar a luz solar sobre uma pequena área exige algum dispositivo de orientação, acarretando custos adicionais ao sistema, os quais tendem a ser diluídos em sistemas de grande porte.

As usinas solar térmicas produzem eletricidade da mesma maneira que as termelétricas convencionais. A diferença é que a fonte de energia das fototérmicas é obtida pela concentração da radiação solar, que é convertida em calor de alta temperatura, ou gás, o qual é direcionado à turbina ou ao motor. Assim, quatro elementos são necessários: um concentrador, um receptor, alguma forma de meio de transporte ou de estocagem do calor e um conversor de potência.

Muitos tipos de sistemas são possíveis, incluindo combinações com outras fontes renováveis ou não renováveis de energia. As três tecnologias mais promissoras são: o cilindro parabólico, a torre central e o disco parabólico.

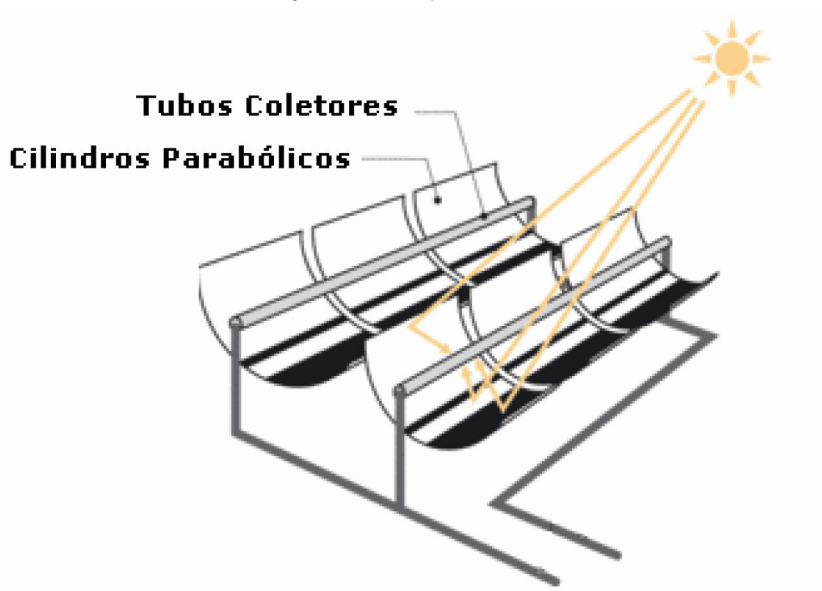
■ 3.2.2. Cilindro parabólico

O sistema de cilindros parabólicos representa a tecnologia mais madura entre as fototérmicas existentes. Conforme já mencionado, o sistema elétrico sul californiano possui 354 MW de capacidade instalada de tal tecnologia. Essas usinas geram 800 GWh por ano, a um custo de geração de aproximadamente 10 US cents/kWh. No auge do verão, a eficiência na conversão da radiação solar direta em eletricidade chega a 21%.

Os cilindros parabólicos são usados para concentrar a luz do sol em tubos coletores termicamente eficientes, localizados em uma linha focal (vide Figura 32). Nesses tubos circula um fluido térmico, como óleo sintético. A temperatura do fluido nos tubos coletores pode alcançar 400°C e, então, o óleo é bombeado para trocadores de calor para produzir vapor superaquecido. O vapor é convertido em energia elétrica a partir de uma turbina a vapor convencional, que pode ser tanto parte de um ciclo convencional de vapor, como integrado em um ciclo combinado de vapor e turbina a gás.

Apesar de essa tecnologia ser bastante promissora, o custo ainda continua sendo uma barreira para um maior aproveitamento. Entretanto, avanços no desenvolvimento do *design* dos cilindros podem aumentar a eficiência ótica e, dessa maneira, reduzir o preço da planta. As próximas gerações de tubos coletores e de trocadores de calor podem também reduzir as perdas térmicas. A Tabela 7 mostra as perspectivas de custo e eficiência de sistemas de cilindro parabólicos.

Figura 32 - Cilindros parabólicos



Fonte: www.renewables-made-in-germany.com.

Tabela 7 – Perspectiva de custo e eficiência de sistemas de cilindros parabólicos

Horizonte	Curto prazo (< 5 anos)			Médio prazo	Longo prazo (~10 anos)	
Tecnologia	Rankine	Rankine	ISCC*	Rankine	Rankine	Rankine
Área sítio (10 ³ m ²)	193	1.210	183	1.151	1.046	1.939
Estoque (horas)	0	0	0	0	0	9 a 12
Cap. solar (MW)	30	200	30	200	200	200
Cap. total (MW)	30	200	130	200	200	200
F.C. solar (%)	25	25	25	25	25	50
Efic. solar ano (%)	12,5	13,3	13,7	14,0	16,2	16,6
Invest. (US\$/kW)	3.000	2.000	2.600	1.750	1.600	2.100
O&M (US\$/kWh)	0,02	0,01	0,01	0,009	0,007	0,005

Legenda: F.C.: fator de capacidade.

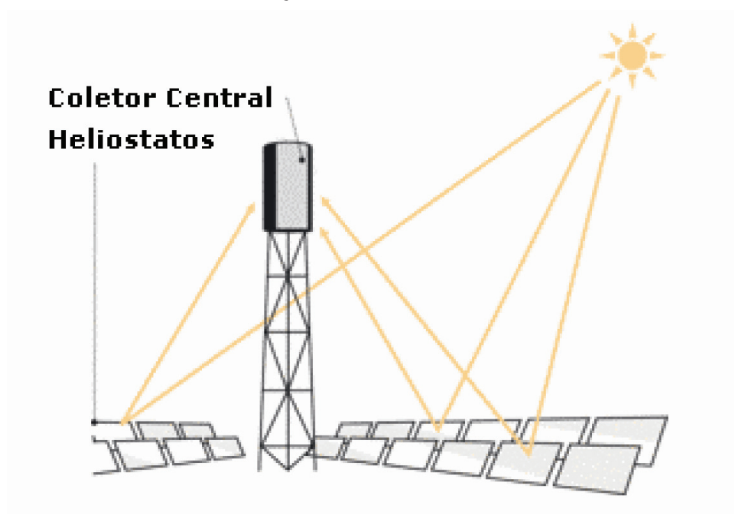
Nota: * Integrated Solar Combined Cycle.

Fonte: Greenpeace.

■ 3.2.3. Torre central

Nos sistemas de torre central, um conjunto de espelhos planos (heliostatos) é usado para concentrar a luz do sol em um coletor central montado no topo de uma torre (vide Figura 33). Um trocador de calor no coletor absorve a radiação refletida pelos heliostatos e converte em energia térmica para ser usada na geração de calor superaquecido em uma turbina a vapor. Como trocador de calor, podem ser usados a água, o vapor, o sal fundido, o sódio líquido ou o ar. Se o gás, ou mesmo o ar, for pressurizado no coletor, então pode ser usado, alternativamente, em uma turbina a gás, ao invés de produzir vapor para a turbina a vapor.

Figura 33 - Torre central



Fonte: www.renewables-made-in-germany.com.

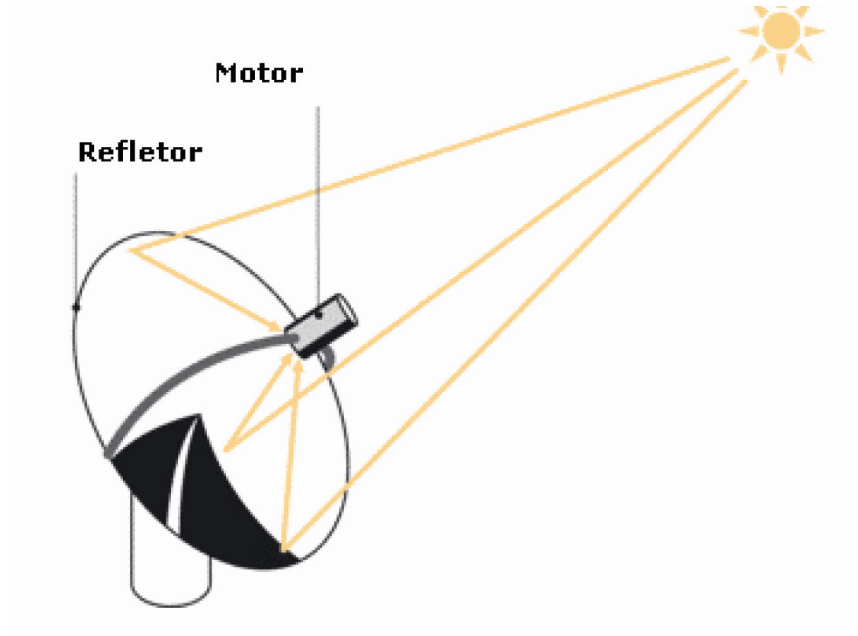
Por concentrar radiação solar em até 600 vezes, o sistema de torre central tem a vantagem de fornecer calor em grande quantidade em temperaturas elevadas, de 500°C, para plantas ciclo a vapor, e de 1.000°C, para turbinas a gás ou para plantas ciclo combinado. A viabilidade técnica de tais plantas foi demonstrada, nos anos 80, pela operação de seis usinas com capacidade entre 1 e 5 MW e pela operação de uma planta com coletor de água/vapor, conectadas à rede sul-californiana. A capacidade total foi de 21,5 MW, onde os espelhos heliostatos ocupavam uma área de 160 mil m².

Os sistemas de torre central ainda não estão em estágio comercial. O custo do capital instalado ainda é muito alto (superiores a 4.000 US\$/kW) e os custos de geração para plantas em estágio comercial ainda não estão disponíveis (Brakmann & Aringhoff, 2003). Desenvolvimentos recentes na tecnologia dos coletores têm aumentado a performance e o fator de capacidade das plantas, porém, ainda não tem se refletido na redução dos custos.

■ 3.2.4. Disco parabólico

Os sistemas de disco parabólico compõem-se de unidades relativamente pequenas, com um gerador no ponto focal do refletor (vide Figura 34). O diâmetro do disco varia entre 5 e 15 metros para 5 a 15 kW de capacidade. Tal como todos os concentradores solares, o disco parabólico pode ser combinado com gás natural ou biogás, por exemplo, para assegurar uma produção continuada de energia elétrica.

Figura 34 - Disco parabólico



Fonte: www.renewables-made-in-germany.com.

O refletor é usado para concentrar a radiação solar em um receptor localizado em um ponto focal do disco. Este absorve a energia refletida pelos concentradores, permitindo o fluido no receptor ser aquecido a aproximadamente 750°C. O fluido é, então, usado para gerar energia elétrica em um pequeno motor, como os Stirling ou uma micro turbina anexada ao receptor.

A exemplo dos sistemas de torre central, o custo de capital instalado das plantas solares de disco parabólico é bem alto (Brakmann & Aringhoff, 2003). Para sistemas com motor Stirling de 10 kW de capacidade, o custo varia entre 10.000 e 15.000 US\$/kW. Em termos de custo de geração, o valor é estimado em torno de 300 US\$/MWh.

■ 3.3. Energia solar fotovoltaica

■ 3.3.1. Conceito geral

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (efeito fotovoltaico). O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

O desenvolvimento da tecnologia apoiou-se, inicialmente, na busca, por empresas do setor de telecomunicações, de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. O segundo agente impulsionador foi a “corrida espacial”. A célula solar era, e continua sendo, o meio mais adequado (menor custo e peso) para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de permanência no espaço. Outro uso espacial que impulsionou o desenvolvimento das células solares foi a necessidade de energia para satélites.

A crise energética de 1973 renovou e ampliou o interesse em aplicações terrestres. Porém, para tornar eco-

economicamente viável essa forma de conversão de energia, seria necessário, naquele momento, reduzir em até cem vezes o custo de produção das células solares em relação ao das células usadas em explorações espaciais. Além disso, modificou-se o perfil das empresas envolvidas no setor. Nos Estados Unidos, as empresas de petróleo resolveram diversificar seus investimentos, englobando a produção de energia a partir da radiação solar.

Um dos fatores que impossibilitava a utilização da energia solar fotovoltaica em larga escala era o alto custo das células fotovoltaicas. As primeiras células foram produzidas para o programa espacial ao custo de 600 US\$/W. Com a ampliação dos mercados e do número de empresas voltadas para a pesquisa e produção de células fotovoltaicas, o preço tem-se reduzido substancialmente ao longo dos anos. Podem ser encontradas hoje, para grandes escalas, células ao custo médio de US\$ 8/W, pouco mais de 1% do custo das primeiras células produzidas.

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm sendo utilizados em instalações remotas, viabilizando vários projetos sociais, agropastoris, de irrigação e comunicações. As facilidades de um sistema fotovoltaico, modularidade, baixos custos de manutenção e longa vida útil, fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica.

O efeito fotovoltaico dá-se em materiais da natureza denominados semicondutores, que se caracterizam pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (banda de valência) e de outra totalmente “vazia” (banda de condução).

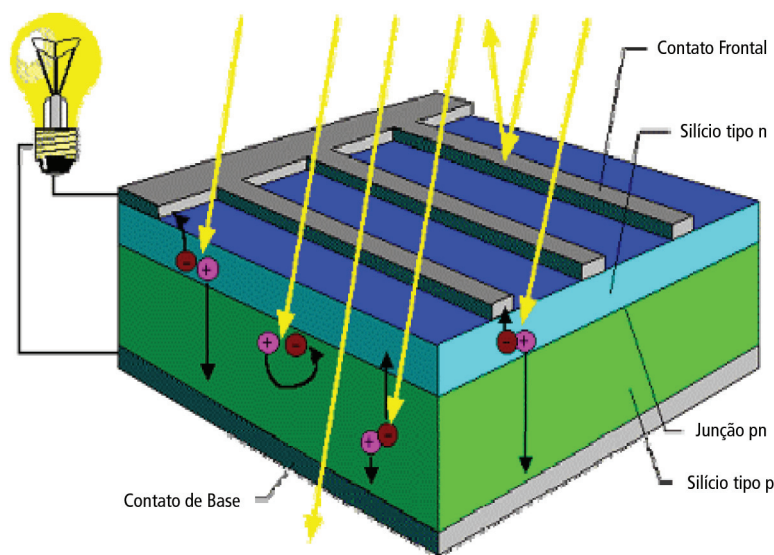
O semicondutor mais usado é o silício, abundante na crosta terrestre. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao se adicionar átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso, que não poderá ser emparelhado e ficará “sobrando”, fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto permite que, com pouca energia térmica, este elétron seja liberado, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um “dopante” doador de elétrons e denomina-se dopante n ou impureza n.

Se, por outro lado, são introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, “faltarão” um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta é denominada “buraco” ou “lacuna”. Da mesma forma, é demandada pouca energia térmica para que um elétron de um sítio vizinho possa ocupar esta posição, fazendo com que o “buraco” se desloque. Diz-se, assim, que o boro é um “aceitador de elétrons” ou um dopante p.

Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção pn. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde se encontram os “buracos” a serem ocupados; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado, e uma redução de elétrons do lado n, o que o torna eletricamente positivo. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar a movimentação dos elétrons livres remanescentes no lado n.

Se uma junção pn (Figura 35) for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando, assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial, a qual é chamada de efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades do “pedaço” de silício forem conectadas por um fio, haverá circulação de elétrons. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas.

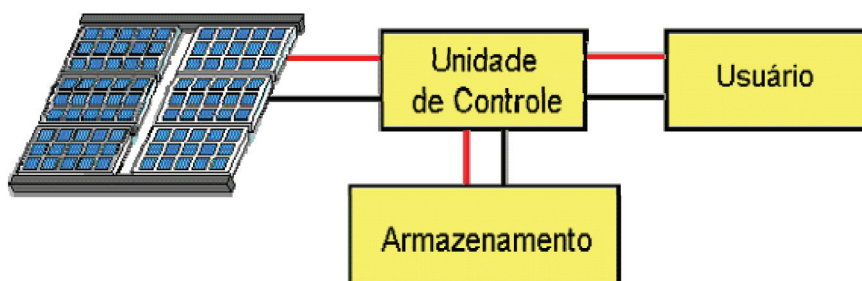
Figura 35 - Desenho esquemático de uma célula fotovoltaica



Fonte: ANEEL, 2003.

Um sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias distintas: sistemas isolados, híbridos e conectados a rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica (Figura 36) onde o sistema deverá ter uma unidade de controle de potência e também uma unidade de armazenamento.

Figura 36 - Desenho esquemático de um sistema fotovoltaico



Fonte: ANEEL, 2003.

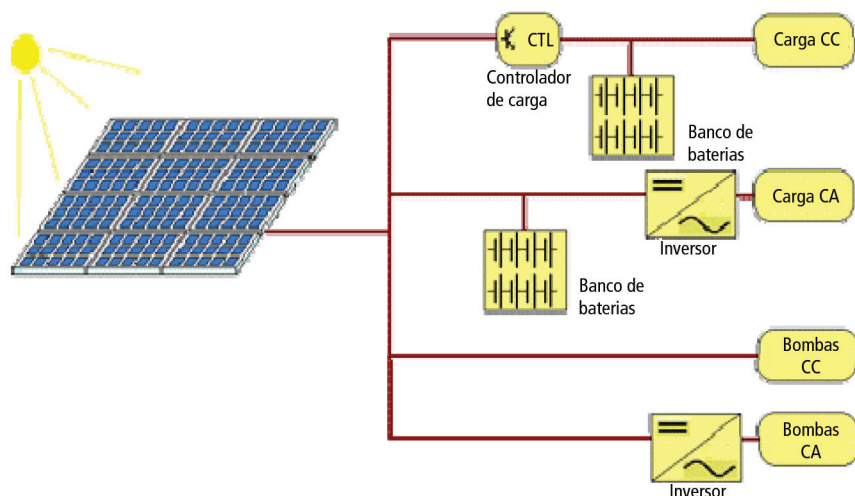
■ 3.3.2. Sistemas isolados

Em sistemas isolados, em geral, utiliza-se alguma forma de armazenamento de energia. Este armazenamento pode ser feito através de baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos, ou na forma de energia gravitacional, quando se bombeia água para tanques em sistemas de abastecimento. Alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, o que é o caso da irrigação, onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou estocada em reservatórios.

Em sistemas que necessitam de armazenamento de energia em baterias, usa-se um dispositivo para controlar a carga e a descarga na bateria. O “controlador de carga” tem como principal função não deixar que haja danos na bateria por sobrecarga ou descarga profunda. O controlador de carga é usado em sistemas pequenos, onde se empregam aparelhos de baixa tensão e de corrente contínua (CC).

Para alimentação de equipamentos de corrente alternada (CA) é necessário um inversor. Este dispositivo geralmente incorpora um seguidor de ponto de máxima potência necessário para otimização da potência final produzida. Este sistema é usado quando se deseja mais conforto na utilização de eletrodomésticos convencionais.

Figura 37 - Diagrama de sistemas fotovoltaicos isolados



■ 3.3.3. Sistemas híbridos

Sistemas híbridos são aqueles que, desconectados da rede convencional, apresentam várias fontes de geração de energia, como por exemplo: turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos entre outras.

A utilização de várias formas de geração de energia elétrica torna-se complexa em função da necessidade de otimização do uso das mesmas. É necessário um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário.

Em geral, os sistemas híbridos são empregados para sistemas de médio a grande porte, atendendo um número maior de usuários. Por trabalhar com cargas de corrente contínua, o sistema híbrido também apresenta um inversor. Devido a grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular para cada caso.

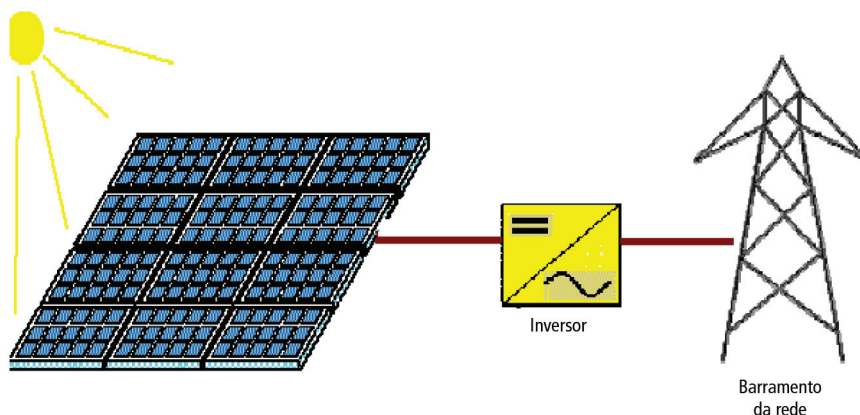
Figura 38 - Exemplo de sistema híbrido



■ 3.3.4. Sistemas interligados à rede

Estes sistemas usam grandes números de painéis fotovoltaicos (PV) e não utilizam armazenamento de energia. Toda a geração é entregue diretamente na rede e, por isso, esse sistema representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado. Todo o arranjo é conectado aos inversores e logo em seguida diretamente à rede. Estes inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada.

Figura 39 - Sistema conectado à rede



Apesar de existirem em torno de 30 tipos diferentes de dispositivos PV em desenvolvimento, há duas tecnologias principais em produção comercial (United Nations Environment Programme – UNEP, 2002 apud Da Silva, 2006):

- células baseadas em fatias (*wafers*) de silício (Si), que podem ser monocristalinas ou policristalinas; e
- células de filme fino (*thin-film*).

Células solares monocristalinas – ou monocristal (*single crystal*) são produzidas a partir de um *wafer* de um cristal de silício de alta qualidade. Normalmente, são as mais eficientes, comparando-se as duas tecnologias, permitindo a fabricação de módulos fotovoltaicos em escala comercial, com eficiências de 12% a 15% de conversão de energia solar em eletricidade (Green, 2004; UNEP, 2002 apud Da Silva, 2006).

Células solares policristalinas são cortadas de um bloco de silício multi-cristalino de menor qualidade e são menos eficientes, mas de produção mais barata, quando comparadas com as monocristalinas, permitindo a fabricação de módulos fotovoltaicos em escala comercial, com eficiências de 10% a 12% de conversão de energia solar em eletricidade (Green, 2004; UNEP, 2002 apud Da Silva, 2006).

Células solares de filme fino (*thin-film*) são produzidas por um processo bem diferente: são feitas de um material semicondutor depositado na forma de um filme fino em um substrato, como vidro, alumínio ou aço, que pode possuir diferentes formas e características, como, por exemplo, janelas. Geralmente, têm menos da metade da eficiência das melhores células cristalinas, mas sua produção é muito mais barata. Elas são amplamente utilizadas para fornecer energia a aparelhos eletrônicos portáteis (UNEP, 2002 apud Da Silva, 2006).

Alguns fabricantes de células fotovoltaicas produzem seus próprios *wafers*, enquanto outros terceirizam essa etapa do processo. Em ambos os casos, o primeiro passo para a fabricação de células fotovoltaicas é remover as irregularidades deixadas na superfície do *wafer*, o que é realizado pelo processo de fatiamento, utilizando substâncias químicas.

Posteriormente, a superfície do *wafer* é exposta a um produto químico que ataca a rede cristalina de maneira diferenciada, formando pirâmides de base quadrada em sua superfície. Essas pirâmides reduzem a reflexão de luz na superfície da célula. A seguir é formada a junção pn. A impureza necessária para criar o semicondutor do tipo p (geralmente boro) já foi introduzida durante o processo de crescimento do cristal e, portanto, já está presente. A impureza do tipo n (geralmente fósforo) é introduzida na superfície do *wafer*, por meio do seu aquecimento na presença de uma fonte de fósforo. O processo gera uma camada fina de material “dopado” com fósforo em volta de todo o *wafer* (Green, M. A., 2000 apud Da Silva, 2006).

A tecnologia fotovoltaica está passando por uma transição das células de primeira geração, baseadas em *wafers* de silício, para as células de segunda geração, baseadas em filmes finos. Essa transição deve se acelerar durante esta década, porque as tecnologias de filme fino têm um maior potencial de redução de custos a longo prazo, como evidenciado na Tabela 8 (Green, M.A., 2000 apud Da Silva, 2006).

Tabela 8 – Estimativa da participação no mercado de diferentes células fotovoltaicas até 2020

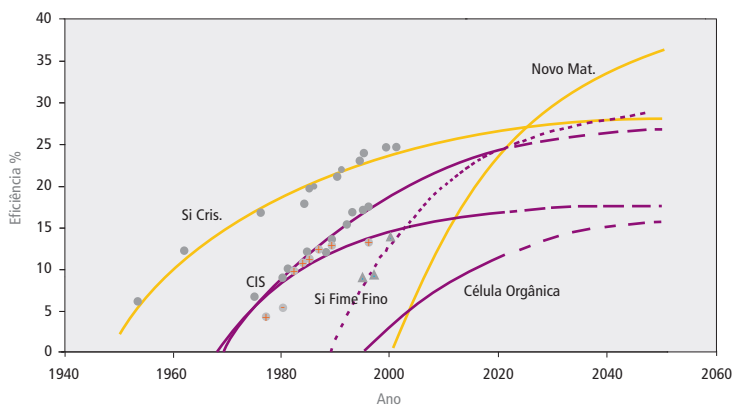
Tipos de célula	2000	2010	2020
Silício cristalino e multicristalino	>90%	80-90%	50%
Silício de filme fino	10%	10%	30%
CdTe e CIS de filme fino	<1%	5%	15%
Novos dispositivos	n.d.	1%	5%
Produção (GWp)	0,3	3	n.d.

Legenda: n.d.: não disponível.

Fonte: JÄGER-WALDAU, 2004b apud DA SILVA, 2006.

Goetzberger et al. (2002) apud Da Silva (2006) observaram que o desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas segue uma certa trajetória. Baseado nisto, estabeleceram uma função para prever o limite de eficiência das tecnologias mais importantes, incluindo a sugestão de trajetória para uma nova tecnologia ainda a surgir (Figura 40). Observa-se que o limite esperado para as tecnologias conhecidas é de 29%. A sugestão é que um hipotético avanço tecnológico possa elevar esse limite para 35%, embora, deva ser frisado extrapolar estatisticamente o desenvolvimento tecnológico a partir da evolução de tecnologias conhecidas é um método sujeito naturalmente a erros.

Figura 40 – Previsão de eficiência de células fotovoltaicas em escala de laboratório



Fonte: Goetzberger et al (2002) apud DA SILVA, 2006.

Apesar do processo de produção complexo e dos altos custos, as células de silício cristalino continuam dominando o mercado e provavelmente manterão essa posição em futuro próximo, em razão (Goetzberger et al., 2003, apud Da Silva, 2006):

- da existência de quantidade abundante de silício no mundo;
- das altas eficiências atingidas pelas células;
- de o processo de produção das células ser bem conhecido e de baixo impacto ecológico; e
- de o silício, na sua forma cristalina, praticamente não se degradar

Em termos prospectivos, tem-se ainda:

- Os novos tipos de silício cristalino, como fitas de silício (*RibbonSi*) e silício policristalino de filme fino (*Si Film* ou *Thin-Film Si*), ainda não possuem participação importante no mercado; e
- Uma tecnologia que está crescendo é a de células com heterojunções, com filme fino intrínseco (*a-Si on Cz Slice* ou *a-Si/Mono Si*).

Entre as tecnologias de filme fino, o silício também detém a maior fatia do mercado. Como já mencionado, sua maior utilização ocorre na indústria de aparelhos eletrônicos portáteis. Essas participações de mercado são bastante estáveis e as eventuais alterações ocorrem paulatinamente (Goetzberger et al., 2003, apud Da Silva, 2006).

Somando-se a participação do silício em todas as suas formas (cristalina, policristalina e amorfa), chega-se a quase 99% do mercado. O segundo colocado é o CdTe, que possui apenas 1,1% do mercado de células fotovoltaicas.

Os custos de produção de energia a partir de sistemas fotovoltaicos interligados à rede são, todavia, muito elevados. Os números, apresentados na Tabela 9, para estimativas de custos de diferentes tecnologias corroboram a assertiva. Mas, um estudo baseado na curva de aprendizagem¹⁰ para a produção de módulos fotovoltaicos indica que a energia fotovoltaica poderá competir com as fontes fósseis de energia a partir de 2020, desde que sejam criados programas de incentivo à sua utilização. Além disso, os custos ambientais, inclusive os associados à área de saúde, da geração térmica a partir de combustíveis fósseis devem internalizados, por exemplo, mediante a criação de taxas incidentes sobre a energia a partir destas fontes.

Tabela 9 – Estimativas de custos diretos de produção para diferentes tecnologias de produção de módulos fotovoltaicos

Tecnologia		Custo estimado US\$/kWp	Potência MWp	Eficiência %
Silício cristalino	Min	1.180	500	20
	Max	2.980	10	15
Silício multicristalino	Min	860	500	
	Max	2.560	10	14
a-Si LT-f-Si	Min	840	60	9
	Max	3.290	10	6
HT-f-Si		1.190	n.d.	14
CIGS	Min	850	60	12
	Max	2.740	20	9
Cd-Te	Min	0.870	60	12
	Max	2.800	10	8

Notas: n.d. = não disponível; valores referem-se ao menor preço para um único módulo; Câmbio (2004): € 1,00 = US\$ 1,22.

Fonte: JÄGER-WALDAU, 2004b apud DA SILVA, 2006.

Por outro lado, deve-se considerar, na comparação sugerida, que a energia fotovoltaica pode ser gerada no local de consumo, o que tende a aumentar sua vantagem competitiva pela potencial economia de custos na transmissão e na distribuição, o que não é considerado no referido estudo.

Por essa linha de raciocínio, se essas vantagens são consideradas, e observando, ainda, os condicionantes já citados¹¹, a energia fotovoltaica poderia ser competitiva mesmo antes de 2020, principalmente nos mercados em que os preços de energia elétrica são mais elevados, como é o caso geral da energia elétrica para uso residencial.

Em complemento, uma análise de oportunidades de investimento (Rogol et al., 2004 apud Da Silva, 2006) revela que, do ponto de vista do consumidor, a energia solar já é competitiva com a energia da rede em diversos mercados, quando considerados os incentivos públicos e privados, como mostra a Tabela 10.

¹⁰ Curvas de aprendizagem são utilizadas para analisar a redução de custos que ocorre em uma determinada tecnologia em função do aumento da produção acumulada. Através destas curvas pode-se determinar o fator de aprendizagem, que é a redução percentual dos custos que ocorre a cada vez que a produção acumulada dobra.

¹¹ Incentivos à energia fotovoltaica e internalização dos custos dos impactos ambientais das fontes fósseis.

Tabela 10 - Comparação entre custos da energia fotovoltaica e preço da energia da rede elétrica (US\$ cents/kWh)

País	Custo típico da energia solar			Tarifa de energia elétrica
	Sem incentivos	Com incentivos		
		Governamentais	Governamentais e privados	
Alemanha	50	-17	-20	17
Espanha	30	25 a 30	-20	7
Nova Jérsei	50	45	11	12
Califórnia	35	10 a 15	10 a 15	15
Japão	50	45	20 a 40	21

Fonte: ROGOL et al apud DA SILVA, 2006.

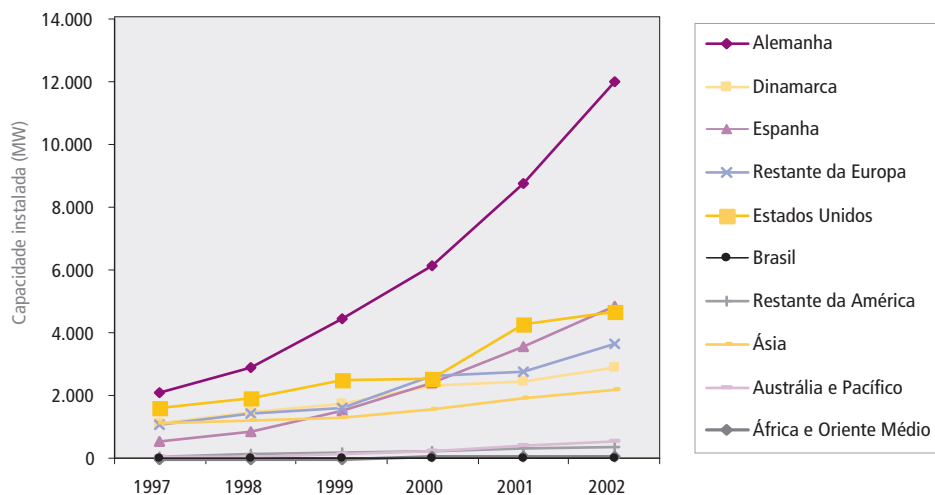
4. Energia eólica

4.1. Introdução

A energia eólica é outra fonte renovável de geração de energia elétrica já utilizada, com sucesso, em vários países. O aproveitamento da força dos ventos é um dos setores de tecnologia de ponta que apresenta os maiores índices de crescimento relativo: crescimento médio de 25% ao ano, nos últimos anos. De acordo com Lopes & Vial (2005), alinham-se entre os fatores que explicam esse desempenho o crescimento da demanda de energia mundial, a crescente escassez de combustíveis fósseis e não renováveis, as necessidades de controle ambiental, a preservação da natureza e objetivo de crescimento auto-sustentado.

Iniciado seu aproveitamento na Europa, com Alemanha, Dinamarca e Holanda, e também nos Estados Unidos, a energia eólica está hoje presente em vários outros países da Europa, como Espanha, Portugal, Itália, Bélgica e Reino Unido, além de ter uma crescente penetração em países da América Latina, África e Ásia. A capacidade instalada total no mundo é de aproximadamente 40 GW, da qual 72% estão concentrados na Europa (Figura 41).

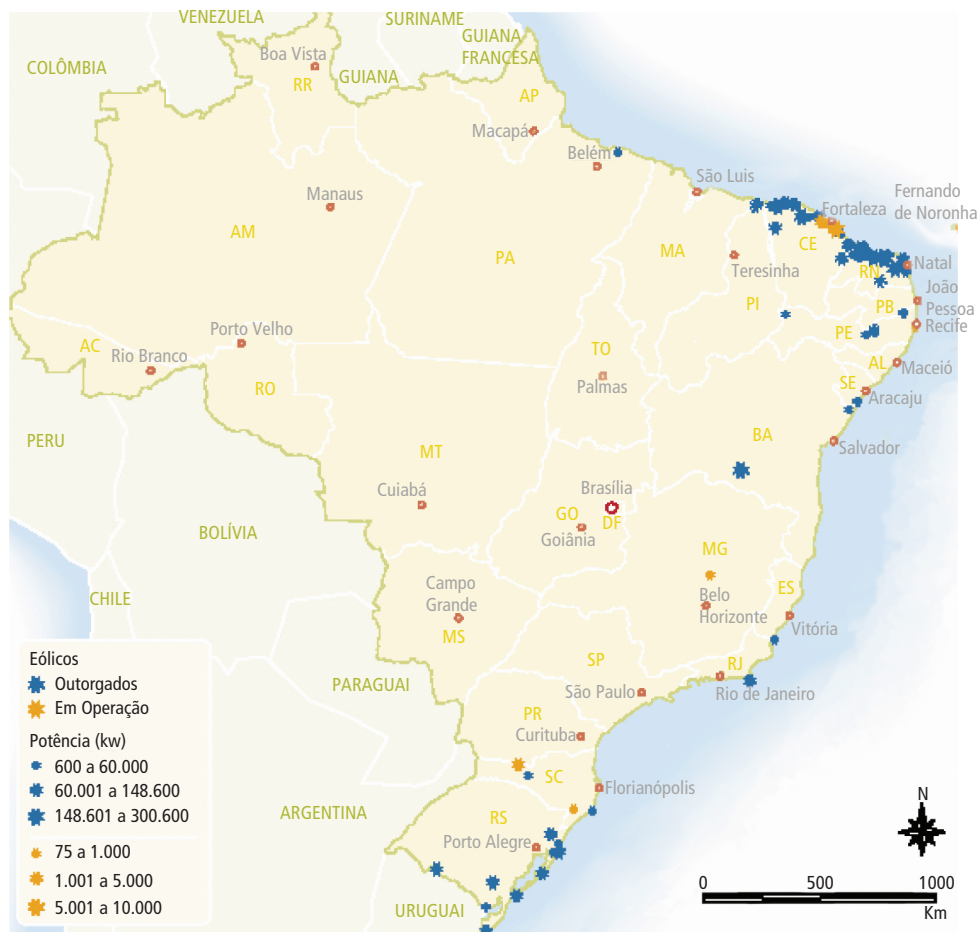
Figura 41 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica no mundo



Fonte: ANEEL, 2003.

No Brasil, a participação da energia eólica na geração de energia elétrica ainda é pequena. Como apresentado na Figura 42, em setembro de 2003, havia apenas seis centrais eólicas em operação no país, perfazendo uma capacidade instalada de 22.075 kW. Entre essas centrais, destacam-se Taíba (Figura 43) e Prainha, no Estado do Ceará, que representam 68% do parque eólico nacional.

Figura 42– Localização de projetos eólicos em operação e outorgados no Brasil (2003)



Fonte: ANEEL, 2003.

Figura 43 - Usina eólica de Taíba (CE)

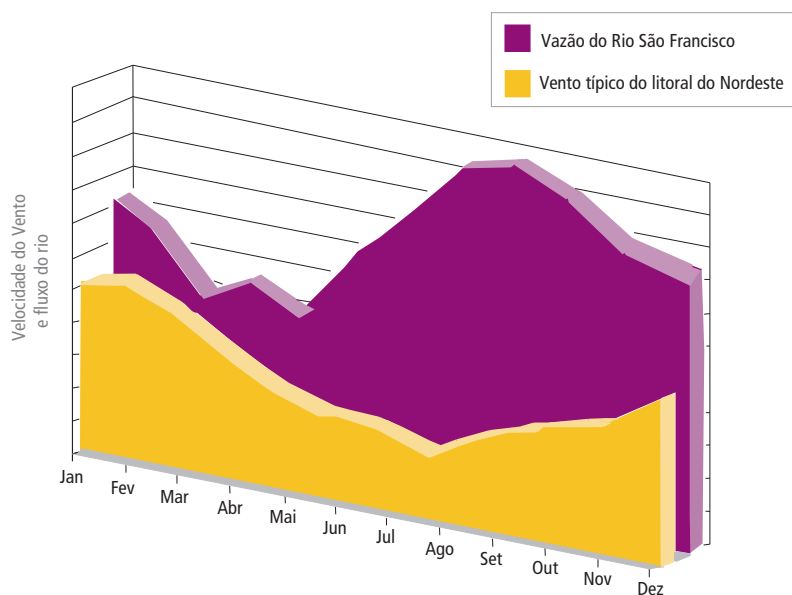


Fonte: ANEEL, 2003.

Os incentivos vigentes para o setor elétrico brasileiro poderão despertar o interesse de novos empreendedores. Destaque-se, aqui, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).

No caso brasileiro, em razão da característica do sistema elétrico nacional, de predominância hidrelétrica, outro fator importante é a possibilidade de complementaridade entre a geração hidrelétrica e a geração eólica. Ganha relevância esse aspecto em razão do maior potencial eólico país situar-se na região Nordeste, onde os recursos potenciais hidrelétricos estão praticamente todos aproveitados e onde se apresenta uma diversidade sazonal entre as duas fontes energéticas, conforme ilustrado na Figura 44.

Figura 44 - Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica



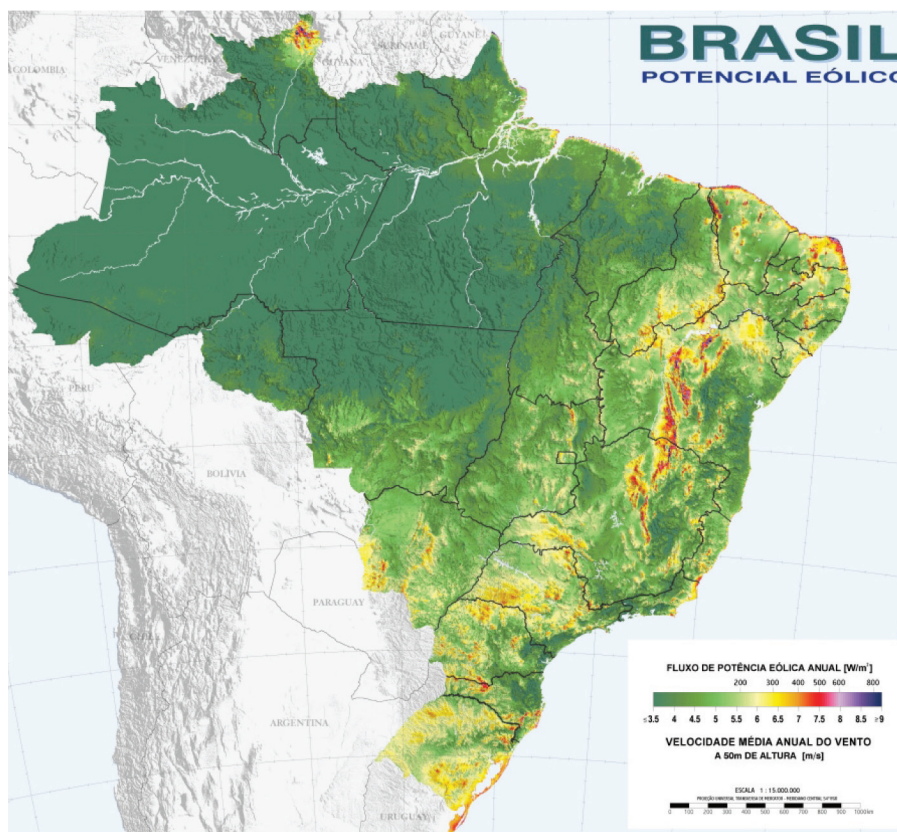
Fonte: ANEEL, 2003.

O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica apresenta, como toda tecnologia energética, algumas características ambientais desfavoráveis como, por exemplo, impacto visual, ruído, interferência eletromagnética, ofuscamento e danos à fauna. Também aqui as características negativas podem ser significativamente minimizadas, e até mesmo eliminadas, através de planejamento adequado e também no uso de inovações tecnológicas (Dutra, 2001).

Por outro lado, entre as características ambientais favoráveis da energia eólica estão o fato de dispensar o uso da água como elemento motriz, ou mesmo como fluido de refrigeração, e, também, de não produzir resíduos radioativos ou gasosos. Além disso, 99% de uma área usada em um parque eólico podem ser utilizados para outros fins, como a pecuária e atividades agrícolas.

O Brasil apresenta características privilegiadas para o uso de fontes renováveis de energia, em especial para a energia eólica. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (vide Figura 45) mostra ventos com velocidades médias anuais superiores a 6 m/s (medidas feitas a 50m de altura), principalmente ao longo do litoral nordestino.

Figura 45 - Potencial eólico brasileiro



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Com algumas leis e resoluções já em vigor, o desenvolvimento das fontes alternativas encontra um aporte legislativo para a sustentabilidade de novos projetos. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, ao criar o PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), mostra-se como um das mais importantes iniciativas em programas governamentais para o incentivo de fontes alternativas de energia, em especial a energia eólica, a energia de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas. De fato, já na primeira fase do programa, a Lei estabelece a meta de implantação de 3.300 MW nessas três fontes.

■ 4.2. Caracterização técnica

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego, para a geração de eletricidade, de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, ou de cataventos (e moinhos), para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água.

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.

Em 1991, a Associação Européia de Energia Eólica estabeleceu como metas a instalação de 4.000 MW de

energia eólica na Europa até o ano 2000 e de 11.500 MW até o ano 2005. Essas e outras metas foram cumpridas muito antes do esperado. Em 1996, já havia em operação 4.000 MW e, em 2001, 11.500 MW. As metas atuais são de 40.000 MW na Europa até 2010.

Nos Estados Unidos, o parque eólico existente é da ordem de 4.600 MW instalados, apresentando um crescimento anual em torno de 10%.

Estima-se que, em 2020, o mundo terá 12% da energia elétrica gerada pelo aproveitamento do vento, com uma capacidade instalada de mais de 1.200 GW (WINDPOWER; EWEA; GREENPEACE, 2003; WIND FORCE, 2003 apud DUTRA & TOLMASQUIM, 2003).

Estudos sobre o uso do vento como fonte de energia têm mostrado que o seu aproveitamento depende fundamentalmente do conhecimento detalhado de suas características na área onde se pretende implantar fazendas eólicas. Para a identificação do vento, são necessários três parâmetros distintos: direção, velocidade e frequência.

Os anemômetros são aparelhos que medem e registram continuamente a direção e a velocidade dos ventos, permitindo, assim, a construção de gráficos que reproduzem a frequência do comportamento do vento de um determinado local. Normalmente, são usados anemômetros computadorizados, a uma altura mínima de 10m acima do solo. Os registros são analisados estatisticamente e seus resultados quanto às velocidades, frequência, direção e nível de turbulência definem as características estruturais e operacionais desejáveis do aerogerador.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m², a uma altura de 50m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (GRUBB; MEYER, 1993). Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, essas condições são atendidas em apenas 13% da superfície terrestre.

No Brasil, os primeiros anemômetros computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha (PE), no início dos anos 1990. Os resultados dessas medições possibilitaram a determinação do potencial eólico local e a instalação das primeiras usinas eólicas no Brasil.

A determinação do potencial eólico somente é confiável se feita a partir de dados coletados por períodos relativamente longos, pelo menos de um ano, pois existe uma variação significativa do regime dos ventos em consequência da mudança das estações do ano e uma variação menos significativa de um ano para outro. É necessária a utilização de modelos probabilísticos que reproduzam, estatisticamente, os dados analisados. Estes modelos probabilísticos utilizam distribuição de probabilidade de Weibull, ou, às vezes, Rayleigh (DA SILVA et al, 2003).

A função densidade de probabilidade de Weibull é dada pela equação abaixo, onde c e k são os parâmetros da distribuição. O parâmetro k, adimensional, indica a uniformidade da distribuição dos valores da velocidade de distribuição, e o parâmetro c possui dimensão de velocidade e a qualifica.

$$f(V) = (k/c) * (V/c)^{(k-1)} * e^{-(V/c)^k}$$

Incertezas na determinação da velocidade do vento anual e da curva de potência contribuem para a incerteza total na predição da energia anual gerada e levam a um risco técnico e financeiro elevado.

A potência disponível transportada pelo vento é dada por:

$$P_d = 0,5 * \rho * V^3 * A$$

onde:

ρ é a massa específica do ar (em geral utiliza-se o valor médio $1,225 \text{ kg/m}^3$);

V é a velocidade do vento; e

A é a área varrida pelas pás do rotor.

A potência gerada pelo sistema eólico é dada por:

$$P_g = \eta_t * P_d$$

onde η_t é o rendimento total do sistema.

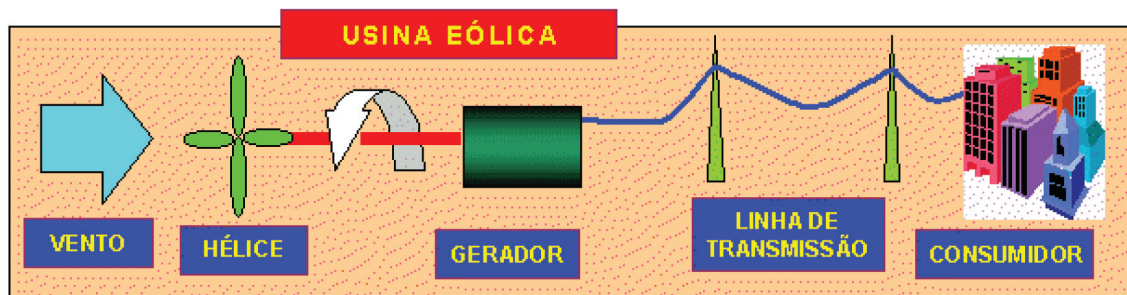
Conversão e aproveitamento da energia não são feitos uniformemente ao longo de toda a faixa de velocidade do vento: ventos de baixa velocidade não transportam energia suficiente para acionar sistemas eólicos.

A velocidade a partir da qual o sistema inicia a sua operação é denominada velocidade de entrada. Com o aumento da velocidade do vento, a potência (energia gerada) aumenta gradativamente até atingir a potência nominal do sistema, o que ocorre na velocidade nominal. A partir da velocidade nominal, em muitos sistemas eólicos, a potência permanece constante até a velocidade de corte, na qual o sistema eólico deve sair de operação para evitar danos estruturais. A função $P_g = f(V)$ é a curva de potência de uma turbina eólica e é um dado do fabricante.

As turbinas eólicas produzem energia em uma função cúbica da velocidade do vento. Assim, o custo da energia produzida pelos ventos é função dessa velocidade, e qualquer variação da velocidade do vento acarreta significativas variações na potência entregue pela turbina. Dessa forma, vários índices de custos da energia elétrica produzida pela energia eólica são mostrados em função da velocidade do vento na altura do rotor ou em alturas típicas de medições anemométricas: 10, 30 ou 50m.

As usinas eólicas consistem em grandes hélices instaladas em altas torres ou em locais altos. Tais hélices movem o eixo de um gerador que produz energia elétrica, conforme esquema simplificado na Figura 46.

Figura 46 - Diagrama esquemático da geração eólica

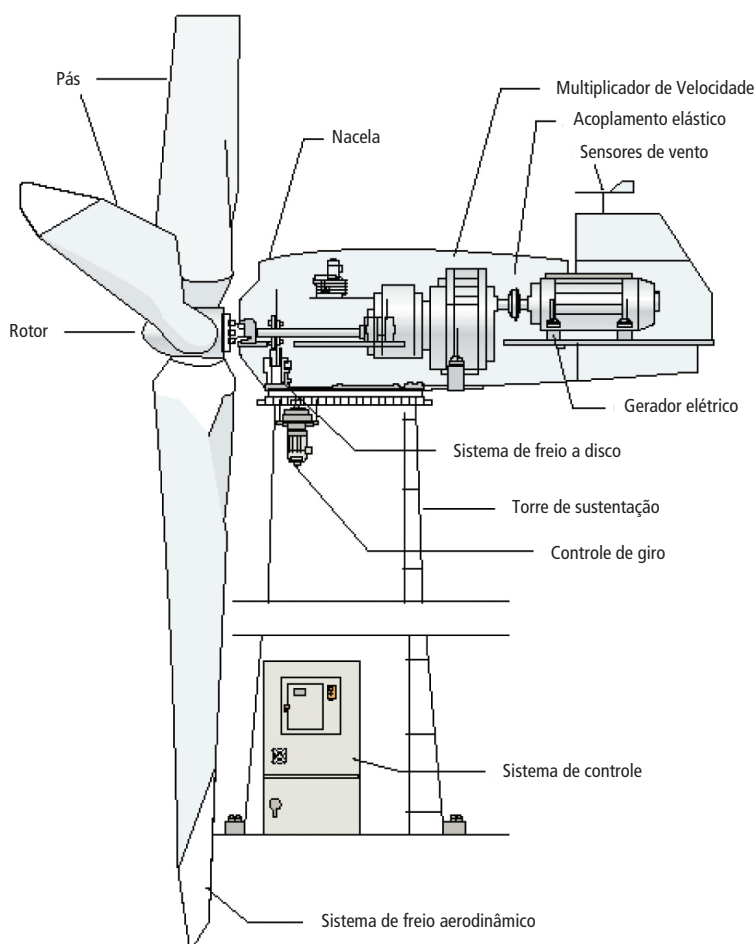


Fonte: ANEEL, 2003.

No início da utilização da energia eólica surgiram turbinas de vários tipos – eixo horizontal, eixo vertical, com apenas uma pá, com duas e três pás, gerador de indução, gerador síncrono e etc. Com o passar do tempo, consolidou-se o projeto de turbinas eólicas com as seguintes características: eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento ativo, gerador de indução como a utilização ou não do controle do ângulo de passo (*pitch*) das pás para limitar a potência máxima gerada. A tendência atual é a combinação das duas técnicas de controle de potência (*stall* e *pitch*) em pás que podem variar o ângulo de passo para ajustar a potência gerada, sem, contudo, utilizar esses mecanismos continuamente. A Figura 47 apresenta o desenho esquemático de uma turbina eólica.

O comércio das turbinas eólicas no mundo se desenvolveu rapidamente em diversas tecnologias e tamanhos durante os últimos 15 anos. Apesar de a grande maioria das usinas comerciais da classe de MW (de maior porte) estar situada na Alemanha, tipos e modelos novos surgem a cada ano no mundo inteiro.

Figura 47 - Desenho esquemático de uma turbina eólica



Fonte: ANEEL, 2003.

O crescimento da indústria eólica na Europa e nos Estados Unidos, durante o final da década de 80 e toda a década de 90, possibilitou investimentos privados direcionados a modelos cada vez maiores, para o mercado *onshore* e também para o promissor mercado *offshore*.

Diversos países, entre eles Dinamarca, Suécia, Reino Unido e Estados Unidos empenharam-se, entre os anos de 1977 e 1986, em estudos de viabilidade técnico-econômica para aplicações de grande escala *offshore*. Em 1990, entrou em operação a Fazenda Eólica de Vindeby, na Dinamarca, a primeira fazenda eólica *offshore* a operar comercialmente. Mais de 4.000 MW de potência eólica deverão ser instalados em projetos *offshore* na Dinamarca nos próximos 30 anos (KROHN, 1997 apud DA SILVA, 2006).

O desenvolvimento de novas tecnologias, o barateamento das fundações e novas pesquisas no perfil do vento *offshore* vêm aumentando a confiança da indústria eólica, especialmente a dinamarquesa, nessa nova fronteira (o mar) do desenvolvimento eólico.

Mesmo com poucos projetos instalados, acredita-se que a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para essa concepção de fazendas eólicas deverá proporcionar a viabilização de novos projetos.

A razão principal para o atraso no desenvolvimento de fazendas eólicas *offshore* tem sido o custo. Embora o preço das turbinas eólicas tenha caído cerca de 20% durante os anos de 1992 e 1997, os custos (altos) de instalação têm se mantido mais ou menos estáveis.

Os custos de fundação de uma usina convencional *onshore* estão na faixa de 6% e da conexão à rede em 3% (percentagens referentes ao custo total do projeto de instalação de 39 turbinas eólicas em Rejsby Hede, na Dinamarca). Já os custos de fundação e conexão à rede de um projeto *offshore* apresentam um peso muito maior no custo total de um projeto. No caso da fazenda eólica de Tunø Knob (1995), em que as turbinas funcionavam em lâminas d'água entre 3 e 5m de profundidade, o custo de todas as fundações foi 23% do custo do projeto, enquanto a conexão à rede teve um valor aproximado de 14% do custo total do projeto. (KROHN, 1997 apud DA SILVA, 2006)

■ 4.3. Caracterização econômica

Os principais parâmetros que devem ser relacionados à avaliação econômica de usinas eólicas são (MORHOST & CHANDLER, 2004):

- custos de investimentos, incluindo custos auxiliares de fundações e de conexão à rede;
- custos de operação e manutenção;
- vida útil das turbinas; e
- taxa de desconto.

Entre os parâmetros mais relevantes estão os custos de investimentos e de operação e manutenção.

Custos de operação e manutenção incluem os seguintes itens: seguro; arrendamento do uso do terreno, manutenção regular; administração; peças sobressalentes e outros custos administrativos. Com base na experiência da Alemanha, Espanha, Reino Unido e Dinamarca, estima-se que os custos de operação e manutenção de usinas eólicas situam-se na faixa de 13 a 17 US\$/MWh de energia gerada, por toda a vida útil da usina.

Além disso, como a produção de eletricidade é altamente dependente das condições de vento, a escolha da localização é também crucial para a viabilidade econômica.

Os custos iniciais de um projeto eólico englobam importantes encargos em diversas etapas, tais como estudo de viabilidade técnica, negociações e desenvolvimento, projetos de engenharia, custos dos equipa-

mentos, infra-estrutura e despesas diversas.

O tamanho do parque eólico influencia fortemente a participação de cada etapa de distribuição de custos. Um sistema eólico constituído de duas a cinco turbinas é considerado uma pequena fazenda eólica. Sistemas com mais de cinco unidades são considerados fazendas eólicas de médio/grande porte.

O custo da turbina eólica representa o custo mais importante e significativo de um projeto eólico. Para projetos de grande porte, a participação do custo da turbina nos custos totais de investimento é muito alta, diluindo assim, os demais custos em relação ao total do investimento. A Tabela 11 apresenta os diversos custos iniciais de projetos em energia eólica.

Tabela 11 - Estrutura de custos de projetos em energia eólica (%)

Itens de custo	Porte	
	Pequeno	Médio/grande
Estudo de viabilidade	1 - 7	< 2
Negociações de desenvolvimento	4 -10	1 - 8
Projeto de engenharia	1 - 5	1 - 8
Custo de equipamentos	47 -71	67 -80
Instalações e infra-estrutura	13 - 22	17 -26
Diversos	2 -15	1 - 4

Fonte: RETSCREEN, 2000 apud DUTRA & TOLMASQUIM, 2003.

Dutra & Tolmasquim (2003) abordaram os custos iniciais de um projeto eólico considerando os custos das turbinas, os custos com importação das mesmas e as despesas adicionais de projeto, englobando, assim, os custos totais de projeto. Foram analisados nove tipos de turbinas: três de potência entre 200 kW e 300 kW, três entre 500 kW e 750 kW e três turbinas entre 1,3 MW e 1,5 MW.

Na internalização dos custos no Brasil, estão considerados os custos com importação de equipamentos e respectivos impostos inerentes.

Além disso, como os preços levantados referem-se a equipamentos produzidos e comercializados na Alemanha, considerou-se também custo de frete e seguro. A partir de informações de agentes importadores, estimou-se que o frete marítimo da Europa para o Brasil em 103,50 US\$/t ou 103,50 US\$/m³ (abril/2002)¹², e o prêmio do seguro do equipamento para o transporte marítimo em 1% do custo da turbina no seu país de origem.

Com relação aos custos em moeda nacional, estão considerados os impostos aplicáveis (imposto sobre produtos industrializados – IPI e imposto sobre circulação de mercadorias e serviços – ICMS), assim como frete e seguros¹³.

A Tabela 12 resume as estimativas de custo apuradas.

12 Por não se dispor de dados do volume ocupado pelos equipamentos desmontados, utilizou-se o valor do peso bruto (valor fornecido pelo catálogo) como referencial para o levantamento dos custos de transporte.

13 Segundo a Nomenclatura Brasileira de Mercadorias – NBM publicada pela Aduaneira, 2000, o valor do Imposto de Importação sobre geradores eólicos (como é referenciado na publicação) é de 3% sobre o custo CIF e o IPI de 5% também sobre o custo CIF da turbina eólica. Por incidir IPI sobre o equipamento, este também sofre tributação de ICMS. Como para cada estado do Brasil o valor do ICMS varia, utilizou-se o valor máximo previsto de 18% como referência para os cálculos.

Tabela 12 - Estimativas de custos de turbinas

Potência (kW)	Custo das turbinas			R\$/kW
	10 ³ DM\$	10 ³ US\$ ¹	10 ³ R\$ ²	
200	418	194,9	445,9	2.229
250	430	199,0	458,7	1.835
300	595	276,0	634,7	2.116
500	848	393,3	904,6	1.809
750	1.178	546,6	1.257,1	1.676
660	1.140	528,7	1.216,0	1.842
1.300	2.110	978,7	2.250,9	1.731
1.500	3.005	1.393,4	3.204,9	2.137
1.500	2.850	1.321,8	3.040,0	2.027

Nota: 1 - Cotações em dezembro de 2000; e 2 - US\$ 1.00 = R\$ 2,30.

Fonte: DUTRA e TOLMASQUIM, 2003.

Conforme analisado pela European Wind Energy Association - EWEA (EWEA, 1998b), os custos adicionais dos projetos implementados na Europa variam entre 15% e 40% sobre o preço da turbina. Considerando os custos adicionais, são identificadas três categorias de projetos:

- “baratos”, adicional de 15% do valor da turbina;
- “médios”, adicional de 30% do valor da turbina; e
- “caros” (adicional de 40% do valor da turbina).

A Tabela 13 apresenta um sumário de custos referenciais para projetos de energia eólica na Europa.

Tabela 13 - Sumário dos custos de referência da energia eólica na Europa

Parâmetros de Custo	Unid.	Categoria do projeto		
		Barato	Médio	Caro
Custo de instalação (*)	US\$/kW	800	950	1.130
Período de construção	meses	6	6	6
Amortização	anos	20	20	20
Custos anuais de O&M				
Fixos	US\$/kW	13,50	20,00	27,00
Variáveis	US\$/MWh	2,00	3,00	4,00

Nota: (*) Considerando ventos de 7 m/s na altura do rotor.

Fonte: Tolmasquim, 2004.

Espera-se que o desenvolvimento tecnológico, hoje já amadurecido, possa contribuir para a redução dos custos da turbina eólica principalmente no uso de materiais alternativos e mais resistentes, diminuindo, assim, além dos custos da própria turbina, os custos em manutenção preventiva. Espera-se, ainda, outros itens de custo, como fundação, conexão à rede e acesso, possam também ser reduzidos num futuro próximo, como resultados das pesquisas em andamento.

4.4. Custo de geração

A avaliação econômica da geração de energia elétrica a partir de usinas eólicas, aqui apresentada, tomou por base:

- custo de investimento: parametrizado entre 800 e 1.800 US\$/kW, tendo em conta as considerações apresentadas no subitem precedente;

- custos de operação e manutenção: custos fixos de R\$ 46,00/kW.ano e variáveis de R\$ 0,06/MWh, também com base nas observações anteriormente efetuadas;
- taxa interna de retorno: parametrizada entre 8 e 12% ao ano;
- vida útil: 20 anos; e
- fator de capacidade: 30%.

Nessas condições, dado o custo de instalação e a taxa de retorno, foram calculadas:

- uma tarifa que remunera os custos de instalação e produção, desconsiderados todos os impostos e taxas incidentes sobre a atividade (“custo de produção”);
- uma tarifa que remunera os custos de instalação e produção, considerados todos os impostos e taxas incidentes sobre a atividade (“tarifa de equilíbrio”).

Os resultados são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Tarifa de equilíbrio da geração eólica

Investimento US\$/kW	Custo de produção (*)		Tarifa (**)	
	sem encargos	com encargos	antes do IR	após o IR
Taxa de desconto de 8% ao ano				
800	99,7	126,3	133,4	155,9
1.050	125,0	151,8	160,4	190,0
1.300	150,2	177,4	187,4	224,0
1.550	175,5	202,8	214,4	258,1
1.800	200,7	228,3	241,4	292,2
Taxa de desconto de 10% ao ano				
800	111,5	138,2	146,5	175,9
1.050	140,5	167,4	177,7	216,2
1.300	169,4	196,7	208,8	256,5
1.550	198,3	225,9	239,9	296,8
1.800	227,3	255,1	271,1	337,1
Taxa de desconto de 12% ao ano				
800	124,0	150,7	160,4	196,9
1.050	156,8	183,9	195,9	243,8
1.300	189,6	217,0	231,3	290,7
1.550	222,4	250,2	266,8	337,6
1.800	255,2	283,3	302,3	384,4

Nota: (*) encargos referem-se aos encargos setoriais: TUST (transmissão), fiscalização da ANEEL e investimento em P&D (pesquisa e desenvolvimento); e (**) inclui impostos: PIS, COFINS e CPMF, sobre a receita (antes do Imposto sobre a Renda - IR) e IR e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, sobre os resultados.

5. Resumo e conclusões

■ 5.1. Energia do mar

O potencial de geração de energia elétrica a partir do mar inclui o aproveitamento das marés e das correntes oceânicas, das ondas, da energia térmica e de gradientes de salinidade. Embora diversas tecnologias já tenham sido demonstradas em escala piloto, todas se encontram ainda em fase de desenvolvimento e, com exceção do aproveitamento da energia potencial em usinas maremotrizes, nenhuma alcançou o estágio comercial. Em consequência, apresentam custos de geração ainda muito elevados para que possam ser consideradas competitivas, mesmo frente a fontes reconhecidamente mais caras.

Assim, não se prevê a utilização das tecnologias marinhas em escala comercial significativa a curto ou médio prazos. Várias referências mundiais indicam valores desprezíveis de capacidade instalada até o ano 2025. No entanto, essas mesmas referências apontam para um rápido crescimento após esse ano.

O baixo fator de capacidade, inferior a 25%, contribui significativamente para a elevação do custo médio de geração nas usinas maremotriz. Admitindo-se um custo de investimento de US\$ 2.750/kW (World Energy Council), pode-se estimar o custo médio de geração de uma usina maremotriz em US\$ 120/MWh. Cabe ressaltar que esse custo provavelmente subestima os gastos necessários à mitigação das consequências socioambientais das usinas.

O aproveitamento da energia cinética do mar, associado às correntes de maré e às correntes oceânicas, é considerado, nos dias de hoje, mais viável técnica e economicamente, e ambientalmente menos agressivo, que o aproveitamento da energia potencial através do uso de barragens para a geração maremotriz.

O potencial da energia cinética do mar, tanto do movimento das correntes de maré quanto das correntes oceânicas, é estimado em 5.000 GW, com densidade energética de até 15 kW/m², sendo de 450 GW a parte economicamente aproveitável desse potencial (Blue Energy 2000).

O aproveitamento energético das ondas, em termos econômicos, tem as mesmas características das demais fontes renováveis: altos custos de investimento e baixo custo de operação. Apesar da evolução tecnológica e reduções de custo já alcançadas, os investimentos necessários ainda são bastante superiores ao de outras fontes energéticas disponíveis, como as térmicas e eólicas.

Uma característica, porém, sugere que a energia das ondas tem potencial para tornar-se, a médio ou longo prazo, entre as energias alternativas renováveis, uma das de menor custo: sua densidade energética, maior que a eólica e menos difusa que a solar.

Estudo do EPRI confirma a tendência de redução de custos da tecnologia de geração a partir das ondas. Dele se infere um custo de instalação de uma primeira unidade comercial de 500 kW (custo “FOAK” – *first of a kind*) entre 2.600 e 3.000 US\$/kW.

Para as tecnologias de geração *nearshore*, as estimativas disponíveis indicam que as primeiras unidades comerciais tenham custo médio de geração entre 150 e 280 £/MWh.

A operação interligada ao sistema elétrico das usinas que utilizam a energia das ondas não impõe condições diferentes daquelas impostas pela geração eólica. Em ambos os casos a imprevisibilidade da potência instantânea dessas usinas exige a operação em paralelo com outras fontes controláveis e capazes de rápida variação de tomada e rejeição de carga.

Essas exigências, contudo, não reduzem o valor energético da geração à onda. A ausência de ciclos recesivos e a previsibilidade da disponibilidade energética em prazos compatíveis com a regularização plurianual de um sistema de base hidráulica, como o brasileiro, tendem a valorizar a geração à onda. Também, a oposição da sazonalidade do regime das ondas em relação à sazonalidade do regime de chuvas nas regiões Sudeste e Sul do país deve ser ressaltada.

■ 5.2. Energia solar

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol é considerado, hoje, uma das alternativas energéticas mais promissoras para enfrentar os desafios da expansão da oferta com menor impacto ambiental.

A energia solar térmica é uma tecnologia relativamente nova, porém tem-se mostrado bastante promisso-

ra, devido aos reduzidos impactos ambientais associados e à enorme disponibilidade de recursos em algumas regiões com grande radiação solar direta, como o Nordeste brasileiro

Em muitas regiões do mundo, 1m² de terra é suficiente para gerar entre 100 e 200 GWh de energia por ano a partir de plantas solar térmicas. Esse valor é equivalente à produção anual de uma termelétrica 15 a 30 MW de potência instalada, operando com 80% de fator de capacidade.

Muitos tipos de sistemas são possíveis, incluindo combinações com outras fontes renováveis ou não renováveis de energia. As três tecnologias mais promissoras são: o cilindro parabólico, a torre central e o disco parabólico.

O sistema de cilindros parabólicos representa a tecnologia mais madura entre as fototérmicas existentes. O sistema elétrico sul californiano possui 354 MW de capacidade instalada de tal tecnologia. Essas plantas geram 800 GWh por ano a um custo de geração de aproximadamente 10 US\$ cents/kWh. No auge do verão, a eficiência na conversão da radiação solar direta em eletricidade chega a 21%.

Apesar de promissora, o custo ainda continua sendo uma barreira para um maior aproveitamento da energia solar. Entretanto, avanços no desenvolvimento do *design* dos cilindros podem aumentar a eficiência ótica e, dessa maneira, reduzir o preço da planta. As próximas gerações de tubos coletores e de trocadores de calor podem também reduzir as perdas térmicas.

Os sistemas de torre central ainda não estão em estágio comercial. O custo do capital instalado ainda é muito alto (superior a 4.000 US\$/kW). Desenvolvimentos recentes na tecnologia dos coletores têm aumentado a performance e o fator de capacidade das usinas, porém, ainda não tem se refletido na redução dos custos.

Os sistemas de disco parabólico compõem-se de unidades relativamente pequenas, com um gerador no ponto focal do refletor. O diâmetro do disco varia entre 5 e 15 metros para 5 a 15 kW de capacidade. A exemplo dos sistemas de torre central, o custo de capital instalado das plantas solares de disco parabólico ainda é bem alto. Para sistemas com motor Stirling de 10 kW de capacidade, o custo varia entre 10.000 e 15.000 US\$/kW. Em termos de custo de geração, o valor é estimado em torno de 300 US\$/MWh.

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (efeito fotovoltaico). Um dos fatores que impossibilitava a utilização da energia solar fotovoltaica em larga escala era o alto custo das células fotovoltaicas. As primeiras células foram produzidas para o programa espacial americano ao custo de 600 US\$/W. A ampliação dos mercados e do número de empresas voltadas para a pesquisa e produção de células fotovoltaicas tem feito o preço se reduzir substancialmente ao longo dos anos. Podem ser encontradas hoje, para grandes escalas, células ao custo médio de US\$ 8/W, pouco mais de 1% do custo das primeiras células produzidas.

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm sendo utilizados em instalações remotas viabilizando vários projetos sociais, agropastoris, de irrigação e comunicações. As facilidades de um sistema fotovoltaico, modularidade, baixos custos de manutenção e longa vida útil, fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica.

O desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas segue uma certa trajetória e, com base nisso, estudos indicam o limite de eficiência esperado para as tecnologias conhecidas é de 29%. Há, mesmo, a sugestão de que avanços tecnológicos possam elevar esse limite para 35%.

Os custos de produção de energia a partir de sistemas fotovoltaicos interligados à rede são, todavia, muito elevados. As referências disponíveis indicam custo de investimento entre 2.500 e 3.000 US\$/kW.

■ 5.3. Energia eólica

Das fontes de energia renováveis examinadas neste trabalho (energia do mar, energia solar e energia eólica), o aproveitamento eólico para geração de energia elétrica é, atualmente, o mais difundido no mundo, apresentando custos mais próximos de se mostrarem competitivos com outras fontes convencionais. O Brasil já possui, conectada à rede, uma capacidade instalada de 28,5 MW em aerogeradores e deve expandir esse parque, dados os incentivos criados pelo PROINFA.

A energia eólica já vem sendo utilizada, com sucesso, em vários países, e o Brasil apresenta características privilegiadas para o uso de fontes renováveis de energia, em especial para a energia eólica. Com algumas Leis e Resoluções já em vigor, o desenvolvimento das fontes alternativas encontra um aporte legislativo para a sustentabilidade de novos projetos. A Lei nº 10.438, de 2002, ao criar o PROINFA e a CDE, mostra-se como um das mais importantes iniciativas em programas governamentais para o incentivo de fontes alternativas de energia, em especial a energia eólica, a energia de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas. De fato, já na primeira fase do programa, a Lei estabelece a meta de implantação de 3.300 MW nessas três fontes.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m², a uma altura de 50m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, essas condições são atendidas em apenas 13% da superfície terrestre.

O crescimento da indústria eólica na Europa e nos Estados Unidos, durante o final da década de 80 e toda a década de 90, possibilitou investimentos privados direcionados a modelos cada vez maiores, para o mercado *onshore* e também para o promissor mercado *offshore*. O desenvolvimento de novas tecnologias, o barateamento das fundações e novas pesquisas no perfil do vento *offshore* vêm aumentando a confiança da indústria eólica, especialmente nessa nova fronteira (*offshore*) de desenvolvimento. Mesmo com poucos projetos instalados, acredita-se que “fazendas” eólicas *offshore* deverão contribuir muito para a viabilização desta forma de energia.

A razão principal para o atraso no desenvolvimento de fazendas eólicas *offshore* tem sido o custo. Embora o preço das turbinas eólicas tenha caído cerca de 20% durante os anos de 1992 e 1997, os custos (altos) de instalação têm se mantido mais ou menos estáveis.

O custo da turbina representa o custo mais importante e significativo de um projeto eólico. Para projetos de grande porte, a participação do custo da turbina nos custos totais de investimento ainda é muito alta. As referências de custo disponíveis indicam que, dependendo da potência, o custo de uma turbina eólica pode variar entre 1.700 e 2.200 R\$/kW.

Mesmo considerando perspectiva de redução do custo de investimento no longo prazo, pode-se estimar o custo médio de geração de energia elétrica a partir de usinas eólicas entre 100 e 280 R\$/MWh, antes dos impostos, dependendo da taxa de desconto. A consideração de impostos sobre a receita e sobre o resultado, eleva esse custo para valores entre 130 e 380 R\$/MWh.

6. Referências bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). "Atlas da Energia Elétrica do Brasil". 2ª Ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- BRAKMANN, Georg; ARINGHOFF, Rainer. Solar Thermal Power. Greenpeace. October, 2003.
- BREEZE, Paul. "Power Generation Technologies". Ed. Elsevier, 2005
- DA SILVA, P.C., GUEDES, V.G., DE ARAUJO, M.R.P., HIRATA, M.H., Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull. In Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica – Volume 1. CRESESB – CEPEL. Setembro. 2003.
- DA SILVA, A.J.G., Investimento de Empresas de Petróleo em Energia Fotovoltaica: o caso da BP Solar e Motivações da Petrobras. Tese de Mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. 2006.
- DUTRA, Ricardo M. Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001.
- DUTRA, R.M., TOLMASQUIM, M.T., Estudo de Viabilidade Econômica para Projetos Eólicos com Base no Novo Contexto do Setor Elétrico. In Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica – Volume 1. CRESESB – CEPEL. Setembro, 2003.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). "Balanço Energético Nacional 2006". Rio de Janeiro, 2006.
- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Renewable Information. OECD, 2005.
- LOPES, E.L.; VIAL, P.A. Usinas Eólicas Comerciais no Brasil. In Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica – Volume 2. CRESESB – CEPEL. Maio, 2005.
- MORTHOST, P.E., CHANDLER, H. The cost of wind power. Renewable Energy World. July-August. 2004.
- ROCHA, N.A., DO AMARANTE, O.C., SCHULTZ, D.J., SUGAI, M.V.B., BITTENCOURT, R.M., Estabilização Sazonal da Oferta de Energia através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico. In Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica – Volume 1. CRESESB – CEPEL. Setembro. 2003.
- ROCHA, A., ROSSI, L.A., Geração de Energia Elétrica por Fonte Eólica – Um estudo das cinco dimensões da sustentabilidade. In Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica – Volume 2. CRESESB – CEPEL. Maio, 2005.
- ROCHA, A., ROSSI, L.A. Caracterização do Potencial Eólico do Estado de São Paulo. In Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica – Volume 2. CRESESB – CEPEL. Maio, 2005.
- TOLMASQUIM, M., Geração de Energia Elétrica no Brasil. Editora Interciência. 2003.
- THORPE, T. W., An overview of wave energy technologies: status, performance and costs, 1999.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Cavalcanti Furtado

Equipe Técnica

Ana Paula A. Coelho
Flavia Pompeu Serran
Mirian Regini Nuti

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE OUTRAS FONTES AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS

SUMÁRIO

1. Introdução	163
2. Objetivo	169
3. Outras fontes alternativas.....	169
3.1. Energia eólica	169
3.1.1. Características gerais.....	169
3.1.2. Atlas eólico brasileiro	170
3.1.3. Fazendas <i>offshore</i>	172
3.2. Energia solar	173
3.2.1. Características da energia solar	173
3.2.2. Efeito fotovoltaico	175
3.2.3. Sistemas autônomos e sistemas interligados à rede elétrica pública	175
3.3. Energia do mar	176
3.3.1. Energia das ondas	177
3.3.2. Energia das marés	178
3.3.3. Energia das correntes marinhas e de maré.....	179
3.4. Energia do hidrogênio	180
4. Impactos potenciais das tecnologias de geração a partir de outras fontes	183
4.1. Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de parques eólicos	184
4.2. Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de parques fotovoltaicos.....	191
4.3. Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de aproveitamentos de energia do mar.....	192
5. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética	193
5.1. A necessidade de consideração dos impactos da cadeia energética....	194
5.2. Impactos da cadeia energética.....	194
5.2.1. Energia eólica	194
5.2.2. Energia solar.....	194
5.2.3. Energia do mar	195
5.2.4. Energia do hidrogênio.....	195

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE OUTRAS FONTES

AValiação dos Impactos Socioambientais

SUMÁRIO

Continuação

6. Benefícios socioambientais.....	197
6.1. Benefícios associados à energia eólica	197
6.2. Benefícios associados à energia solar.....	197
6.3. Benefícios associados à energia do mar	198
6.4. Benefícios associados à energia do hidrogênio	199
7. Indicadores de sustentabilidade	199
7.1. Princípios básicos para o desenvolvimento de critérios e indicadores de sustentabilidade para energia de outras fontes	199
7.2. Critérios e indicadores específicos para sustentabilidade da energia de outras fontes.....	200
7.2.1. Tipos de indicadores.....	200
7.2.2. Indicadores ambientais.....	201
7.2.3. Indicadores socioeconômicos.....	205
8. Custos socioambientais	206
8.1. Considerações iniciais.....	206
8.2. Custos socioambientais e externalidades.....	207
9. Desenvolvimento tecnológico em médio prazo	208
9.1. Energia eólica	208
9.2. Energia solar.....	211
9.3. Energia do mar	213
9.4. Energia do hidrogênio	213
10. Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL)	216
10.1. Considerações iniciais.....	216
10.2. Oportunidades para as energias de outras fontes.....	217
11. Considerações finais.....	218
12. Referências bibliográficas	220

1. Introdução

Este trabalho objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de outras fontes – eólica, solar, do mar e hidrogênio – para a produção de energia elétrica dentro do contexto do planejamento da expansão da oferta de energia no horizonte de longo prazo, sob um ponto de vista sistêmico, uma vez que as outras fontes constituem-se em alternativas no planejamento da expansão.

O aumento da demanda por energia no passado ocorreu nos países industrializados e 90% dela foi satisfeita por combustíveis fósseis. Contudo, prevê-se que, nos próximos anos, a maior parte do acréscimo na demanda por energia virá dos países em desenvolvimento, provocada pela economia crescente e pelos aumentos populacionais, muito maiores que os observados nos países industrializados (HINRICHS e KLEINBACH, 2003). Esse crescimento do consumo pode ser relacionado com o simultâneo declínio da qualidade do ar urbano e a séria e intensa degradação do solo e das águas.

O cenário atual não permite aos países em desenvolvimento trilharem o mesmo caminho das nações industrializadas que galgaram seu avanço alimentado prioritariamente por combustíveis fósseis. A necessidade de adoção de políticas energéticas mais sustentáveis, a curto e longo prazos, indica a importância de investimentos em tecnologias alternativas.

Evidencia-se que o desenvolvimento atrelado à sustentabilidade somente pode ser viabilizado através do uso planejado e eficiente dos recursos energéticos e aplicação de novas tecnologias mais eficientes e menos impactantes.

Alguns estudos recentes indicam que as fontes renováveis devem aumentar sua participação para 30% a 40% do total em 2050, pressupondo os esforços globais em termos de políticas públicas voltadas para as questões ambientais, especialmente as relacionadas com a mudança do clima (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

No mundo, a participação das fontes renováveis (hidráulica, biomassa, solar, eólica e geotérmica) na oferta interna de energia pouco se alterou nas últimas três décadas. Passou de cerca de 12,8% em 1973 para 13,3% em 2003, um crescimento de apenas 3,9%. A biomassa segue sendo a fonte de energia renovável mais utilizada no mundo (EPE/MME, 2006).

Nos países da OCDE - Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico, a participação das fontes renováveis na oferta interna de energia é menos expressiva ainda. Contudo, apresentou um importante crescimento nas últimas três décadas, passando de pouco mais de 4,6% em 1973 para quase 6,0% em 2003. Desse conjunto das renováveis, a participação da fonte hidráulica caiu de 2,1% para 2%, contrastando com as outras formas renováveis de energia, que quase dobraram a participação na matriz energética, passando de 2,5% em 1973 para 4% em 2003. Isso parece refletir a preocupação em atenuar as emissões de poluentes atmosféricos (MME, 2006).

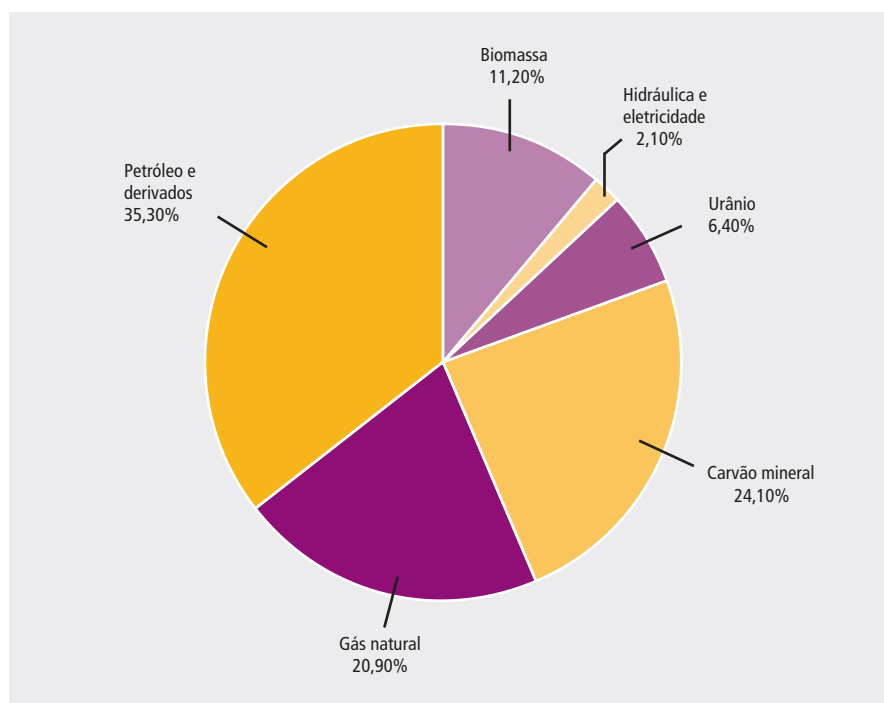
Entre 1973 e 2003, observou-se a redução da participação do petróleo e derivados na oferta interna de energia mundial de 46% para 35,3%. Na oferta interna de energia dos países da OCDE, essa redução foi de 53% para 40,7% no mesmo período. Isso reflete o esforço de substituição desses produtos, decorrente, principalmente, dos choques nos preços de petróleo ocorridos em 1973 – de US\$ 3 o barril para US\$ 12 – e em 1979 – de US\$ 12 para US\$ 40 (MME, 2006).

No Brasil, a máxima participação do petróleo e seus derivados na oferta interna de energia ocorreu em

1979, quando atingiu 50,4%. A redução desta participação, entre 1973 e 2005, de 45,6% para 38,4% evidencia que o país, seguindo a tendência mundial, desenvolveu também esforços significativos de substituição desses energéticos, sendo digno de nota, nesse caso, o aumento da hidreletricidade e do uso de derivados da cana-de-açúcar (EPE/MME, 2006).

A estrutura da oferta de energia no mundo em 2003 é apresentada na Figura 1-1.

Figura 1 – Estrutura da oferta de energia, mundo, 2003



Fonte: MME, 2006.

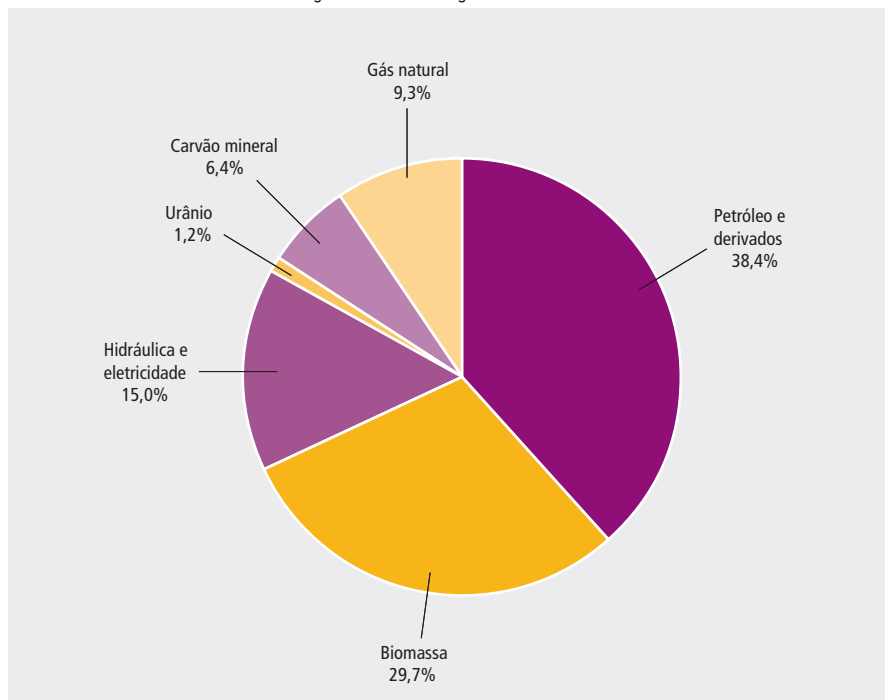
Segundo resultados preliminares do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2006, ano base 2005, a matriz energética brasileira apresenta uma composição conforme mostrado na Tabela 1 e Figura 2, destacando-se uma grande participação das energias renováveis representadas pela hidroeletricidade e biomassa (EPE/MME, 2006).

Tabela 1 - Matriz Energética brasileira

Fontes	2005
Não renovável	55,3 %
Petróleo	38,4 %
Gás natural	9,3 %
Carvão Mineral	6,4 %
Urânio (U_3O_8)	1,2 %
Renovável	44,7 %
Energia Hidráulica	15,0%
Lenha	13,1 %
Produtos da cana-de-açúcar	13,9 %
Outras renováveis	2,7 %
Total	100,0 %

Fonte: EPE/MME, 2006.

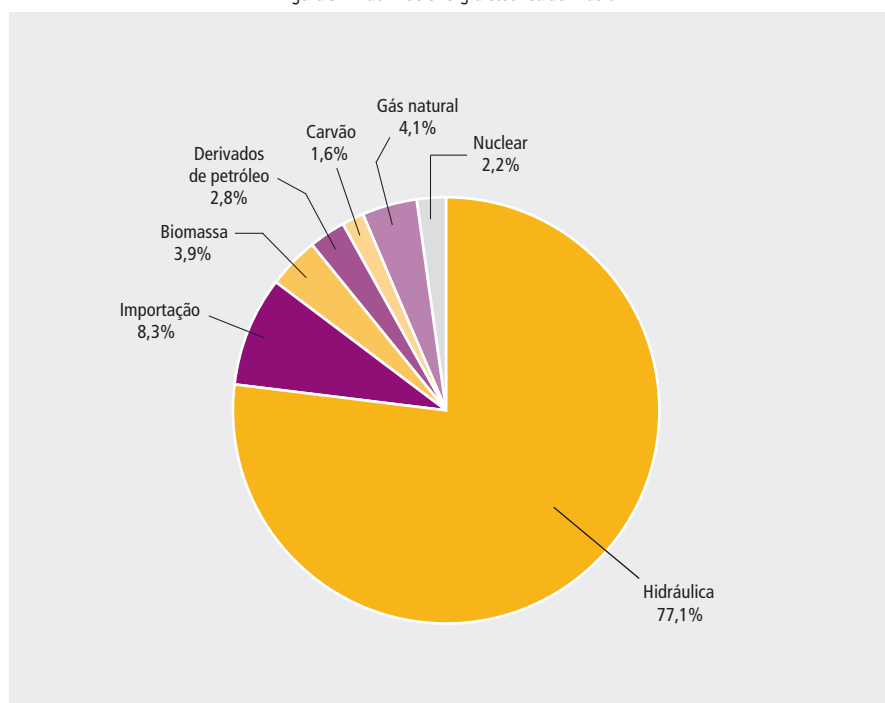
Figura 2 - Matriz energética brasileira



Fonte: EPE/MME, 2006.

Segundo EPE/MME (2006), a matriz da geração de energia elétrica brasileira distribui-se conforme demonstrado na Figura 3.

Figura 3 – Matriz de energia elétrica do Brasil

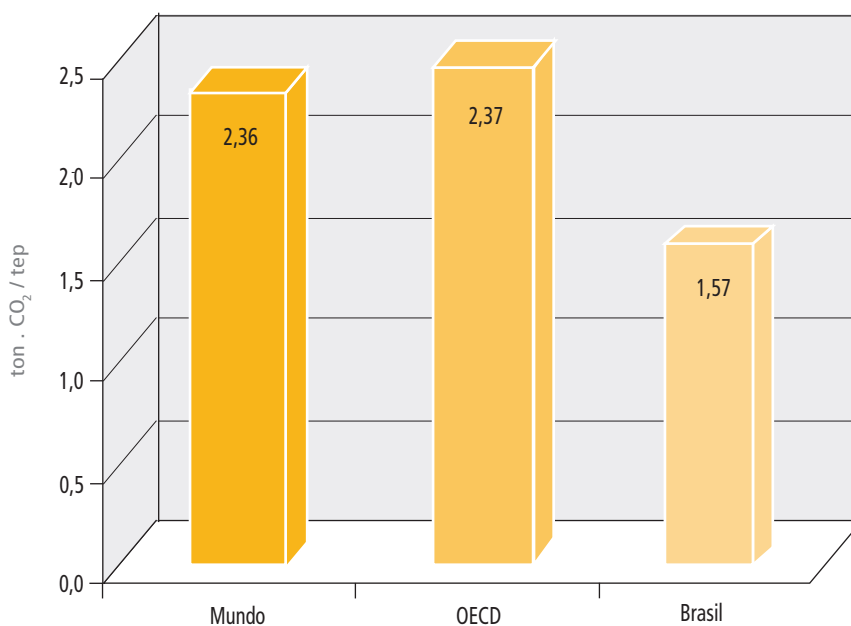


Fonte: EPE/MME, 2006.

Na matriz de energia elétrica brasileira, a participação da energia produzida por hidrelétricas corresponde a 77,1%. Além da geração hidrelétrica, o Brasil também produz energia a partir de usinas térmicas utilizando gás (4,1%), carvão (1,6%), biomassa (3,9%) e derivados de petróleo (2,8%). A energia nuclear é responsável por 2,2%, por meio das duas usinas instaladas em Angra dos Reis, no estado do Rio de Janeiro. O Brasil também importa energia elétrica do Paraguai (parcela da Usina de Itaipu), Argentina, Uruguai e Venezuela. O total de importação participa com 8,3%.

Por dispor da maior bacia hidrográfica do mundo, é natural e compreensível que o Brasil tenha feito historicamente sua opção pelo recurso hidroenergético. Hoje, a capacidade de geração do Brasil é representada pelas usinas hidrelétricas que dão sustentação ao desenvolvimento nacional e ao parque industrial brasileiro. As características físicas e geográficas do Brasil foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hídrica.

A estrutura da oferta interna de energia do Brasil, com expressiva participação da energia hidráulica e da biomassa, proporciona indicadores de emissões de CO₂ bem menores que a média dos países desenvolvidos, como pode ser verificado na Figura 4. No país, a emissão é de 1,57 toneladas de CO₂ por tep da OIE, enquanto que nos países da OCDE a emissão é de 2,37 toneladas de CO₂ por tep. No mundo, é de 2,36 toneladas de CO₂ por tep, portanto, 50% maior que a do Brasil (EPE/MME, 2006).

Figura 4 – Emissões de CO₂ por tep, 2003

Fonte: EPE/MME, 2006.

A redução dos impactos ambientais negativos, a promoção de desenvolvimento sustentável e a diminuição de riscos hidrológicos no suprimento de energia elétrica do Brasil são objetivos que justificam políticas tendentes a diversificar a matriz energética nacional, aumentando a participação das energias renováveis. Neste sentido, destacam-se incentivos como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), instituídos pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 (MME, 2006). O PROINFA tem como meta principal, a ser alcançada até 2022, o atendimento de dez por cento do consumo anual de energia elétrica no Brasil por fontes alternativas - eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa.

Com a implantação do PROINFA, estima-se que serão gerados 150 mil empregos diretos e indiretos durante a construção e a operação dos empreendimentos. Os investimentos previstos do setor privado são da ordem de R\$ 8,6 bilhões.

Em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA é um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica. Na região Nordeste, a energia eólica serve como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorre com a biomassa nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso. A produção de 3,3 mil MW a partir de fontes alternativas renováveis, meta de contratação do PROINFA, dobrará a participação, na matriz de energia elétrica brasileira, das fontes eólica, biomassa e PCHs, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, no final de 2006, podem chegar a 5,9%.

A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/

ano, ampliando as possibilidades de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto. O Programa também permitirá maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando o número de agentes do setor (ANEEL, 2004).

O Programa Luz para Todos, que engloba todas as atividades do PRODEEM, tem sido grande usuário da tecnologia PV. Aproximadamente 5 MW já foram instalados em 6.000 sistemas, os quais deverão ser revitalizados até dezembro de 2006. Outros novos 3.000 sistemas já foram instalados no semi-árido, perfazendo 3,6 MW.

Nas comunidades isoladas, a tecnologia solar fotovoltaica pode ser usada de forma individual, quando distante da rede elétrica, ou de forma híbrida, visando economizar óleo diesel. Estudos preliminares do MME estimam 7.000 localidades isoladas da região Amazônica, sendo que até 5.000 localidades poderão ser atendidas com PV e outras 2.000 com sistemas híbridos, incluindo PV.

Um total de 20% dos recursos do PRODEEM é destinado para trabalhos de P&D e demonstração da aplicação dessas energias alternativas. Mais de 30% tem como destino os projetos de energia termo-solar para aquecimento da água de habitações populares e outros 30% são para projetos de energia fotovoltaica, eólica e centrais hidrelétricas, destinados a sistemas isolados de pequeno porte. Uma cota de 15% custeará projetos a serem desenvolvidos por cooperativas de produtores, usuários e produtores independentes de energia elétrica em área rural. A cota final de 5% caberá ao PRODEEM.

No sentido de buscar fontes alternativas de energia, o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) tem apoiado o desenvolvimento científico, tecnológico e a capacitação de recursos humanos do Programa de Energias Renováveis abrangendo as seguintes áreas: Energia Eólica, Energia Solar, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Biomassa e outras formas de energia com potencial de aproveitamento (MCT, 2006).

Despontando como uma das principais fontes alternativas de energia, a energia eólica tem se destacado pelo reduzido impacto sobre o meio ambiente, pela sua base tecnológica industrial, pela experiência e confiabilidade adquiridas nos últimos 20 anos de operação dos sistemas ao redor do mundo (CAMARGO, 2005).

A energia eólica é o recurso energético cuja utilização aumenta mais rapidamente no mundo hoje. Na década de 1990, ela apresentou um impressionante crescimento de 37% ao ano na Europa. Em seguida, vem a energia fotovoltaica, com 24% de crescimento por ano no mundo.

A energia solar, entre seus vários processos de aproveitamento, é mais comumente utilizada para aquecimento de água e geração fotovoltaica de energia elétrica. No Brasil, o primeiro processo é mais encontrado nas regiões Sul e Sudeste, devido a características climáticas, e o segundo, nas regiões Norte e Nordeste, em comunidades isoladas da rede de energia elétrica.

A energia do mar, embora pouco explorada frente às demais fontes de energia, apresenta-se como mais uma alternativa de tecnologia com reduzido impacto ambiental.

O hidrogênio, como fonte renovável de energia elétrica e também térmica, vem sendo amplamente pesquisado por sua grande capacidade de armazenar energia. Se for produzido a partir de fontes (etanol e água) e tecnologias renováveis, como células fotovoltaicas, turbinas eólicas e turbinas de hidrelétricas, o hidrogênio torna-se um combustível renovável e de reduzido impacto ambiental.

2. Objetivo

Esta Nota Técnica tem como objetivo descrever e quantificar os impactos ambientais das tecnologias de geração a partir de outras fontes.

A Nota Técnica incorporou como objetivos complementares a abordagem geral sobre os indicadores de sustentabilidade, os custos socioambientais incorridos em sua implantação, novas utilizações tecnológicas e as possibilidades de utilização dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL).

3. Outras fontes alternativas

■ 3.1. Energia eólica

■ 3.1.1 Características gerais

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do Sol. Isto porque os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra (CAMARGO, 2005). Irregularidades da superfície, corpos de água, vegetação e rotação da terra também modificam os padrões de fluxo de vento (WALLACE e HOBBS, 1977).

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Conseqüentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares (CRESESB/CEPEL, 2006). O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos.

Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos jamais cessam pois os mecanismos que os produzem (aquecimento no Equador e resfriamento nos pólos) estão sempre presentes na natureza. Esses são chamados ventos planetários ou constantes.

A velocidade do vento varia com a localização geográfica e a altitude, constatando-se alterações instantâneas, diárias, sazonais e anuais (LYSEN, 1982; GIPE, 1993).

As flutuações do vento constituem fenômeno estocástico que pode ser representado por métodos estatísticos. Em termos de análise estatística, o regime de vento em um determinado local é representado por funções de distribuição obtidas de medições efetuadas em um determinado período (PARK, 1981; WALLACE & HOBBS, 1977). Sendo assim, o potencial eólico de um local é estimado a partir de curvas de duração de velocidade do vento.

Para a definição dos limites de operação de uma turbina eólica e para a análise da viabilidade econômica do aproveitamento energético, é também necessário ter-se informação referente à probabilidade ou frequência de ocorrência das diferentes velocidades do vento (CAMARGO, 2005).

O termo “energia eólica” descreve o processo pelo qual o vento é usado para gerar energia mecânica ou eletricidade. Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica (PARK, 1981; FRERIS, 1990; ROHATGI & NELSON, 1994). A Figura 5 apresenta um parque eólico.

Figura 5 – Parque eólico



Fonte: www.jorgetutor.com.

Uma condição necessária para a apropriação da energia contida no vento é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento. As turbinas modernas são projetadas para atingirem a potência máxima para velocidades do vento da ordem de 10 a 15 m/s (CAMARGO, 2005).

Segundo Castro (1998), locais com velocidade média anual inferior a 5 m/s não são comercialmente interessantes para produção de energia.

■ 3.1.2 Atlas eólico brasileiro

O Atlas do potencial eólico brasileiro, elaborado por CEPEL/ELETRORBRÁS/MME cobre todo o território nacional e tem como objetivo fornecer informações para identificação de áreas adequadas para aproveitamentos eólico-elétricos.

Na elaboração do Atlas, foi utilizado o software de modelagem numérica dos ventos de superfície chamado “*MesoMap*”. Esse software simula a dinâmica atmosférica dos regimes de vento e variáveis meteorológicas correlatas, a partir de amostragens representativas de um banco de dados. O sistema inclui condicionantes geográficas como o relevo, a rugosidade induzida por classes de vegetação e uso do solo, as interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera bem como os efeitos do vapor d’água presente (AMARANTE et al. 2001).

Utilizando dados validados para o período 1983/1999, as simulações foram balizadas por referências existentes, tais como grades de dados meteorológicos, radiossondagens, vento e temperatura medidos sobre o oceano e medições de vento de superfície realizadas regionalmente no Brasil, das quais foram selecionadas apenas as medições com qualidade adequada. Os resultados das simulações foram apresentados em mapas temáticos dos regimes médios de vento (velocidade, direções predominantes e parâmetros estatísticos de Weibull) e fluxos de potência eólica na altura de 50 m, na resolução horizontal de 1 km x 1 km, para todo o país (AMARANTE et al., 2001).

Além da indicação das melhores áreas de potencial eólico no território nacional e das principais caracte-

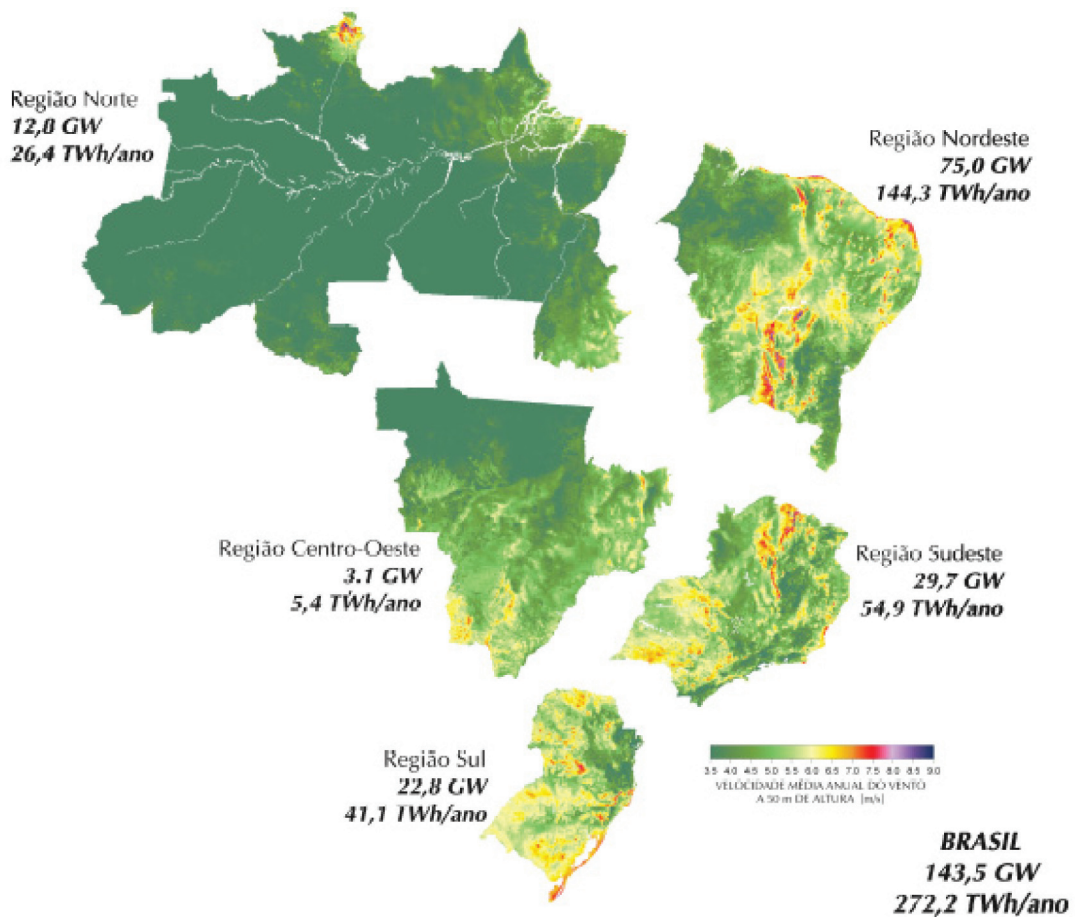
rísticas de vento (direções predominantes, regimes diurnos, fatores estatísticos de Weibull), foi realizada no Atlas a integração de áreas de potencial com uso de ferramentas de geoprocessamento.

O processo de mapeamento do potencial eólico foi realizado considerando-se as seguintes premissas (AMARANTE et al., 2001):

- integração de todas as áreas que apresentaram velocidades médias anuais iguais ou superiores a 6 m/s;
- consideração de curvas médias de desempenho de turbinas eólicas no estado-da-arte mundial, instaladas em torres de 50 m de altura;
- utilização de uma densidade média de ocupação de terreno de apenas 2 MW/ km². Esse valor é considerado conservador, uma vez que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas em terrenos planos;
- adoção de intervalos com incrementos de 0,5 m/s para as velocidades médias anuais de vento. O desempenho de turbinas eólicas foi calculado para os limites inferiores de cada intervalo;
- adoção de um fator de disponibilidade de 0,98, considerado típico para usinas eólicas comerciais;
- foram descartadas da integração as áreas cobertas por água (lagos e lagoas, açudes, rios e mar).

A Figura 6 apresenta os resultados da integração por faixas de velocidade. A partir dos resultados obtidos para cada região, foi estimado um potencial disponível da ordem de 143,5 GW, segundo as premissas anteriormente citadas. Como pode ser observado, as regiões que apresentam maior potencial são as regiões Nordeste, Sudeste e Sul.

Figura 6 – Potencial eólico brasileiro



Fonte: ELETROBRÁS / AMARANTE et al., 2001.

O Nordeste do Brasil é conhecido pelos fortes ventos ao longo de toda a sua costa. Ressalta-se também a ocorrência de dunas de areias nesta faixa. As dunas próximas ao mar apresentam uma das mais baixas rugosidades ao deslocamento do vento, superior apenas àquela no mar (*offshore*). O estado do Ceará, por exemplo, tem mais de 400 km² de dunas em seu litoral.

■ 3.1.3. Fazendas *offshore*

Uma nova opção que tem sido empregada recentemente é a instalação de aerogeradores no mar (*offshore*), uma vez que a velocidade do vento e a área de exploração disponível são maiores. A instalação é apenas limitada por razões de ordem prática, tais como a profundidade e atividades marítimas (pesca e navegação).

A Europa tem um grande potencial de produção de energia eólica *offshore* a ser explorado, sendo que países do Reino Unido, Alemanha e Dinamarca já têm vários projetos em andamento. Considerando-se apenas o problema da profundidade, estima-se que a potência disponível *offshore* no Reino Unido seja cerca de 380 TWh por ano. Porém, se forem consideradas todas as limitações, esse valor é reduzido para 120 TWh por ano (EWEA, 2003; DWIA, 2002).

A tecnologia usada nas instalações convencionais também é aplicável nas instalações marítimas. No entanto, as maiores diferenças referem-se ao ambiente hostil, aos custos de instalação e à perda de energia na transmissão da potência para a costa. De uma maneira geral, estima-se que um parque eólico no mar custe 30 % mais caro que um parque equivalente em terra (EWEA, 2004).

A maior motivação para a União Européia investir em projetos *offshore* é que, além de mais previsíveis, as velocidades do vento são consideravelmente mais elevadas do que as encontradas no continente. Com velocidades médias acima de 8,00 m/s na altura de 60 m, os locais avaliados produziram em torno de 40% mais energia do que os melhores sítios localizados nas costas.

O meio encontrado pelas indústrias para reduzir os custos de produção foi investir em projetos cada vez maiores, beneficiando-se da economia de escala. Alguns projetos *offshore* planejados pela Alemanha apresentam capacidade instalada de 1.000 MW. Ao mesmo tempo, turbinas especiais com capacidade individual de 2 a 5 MW e com características para suportar o clima mais severo no mar estão sendo fabricadas para atender a crescente demanda do mercado *offshore*. Um grande número de companhias especializadas também está incorporando as atividades de construção e manutenção para atender esse mercado.

Segundo o relatório Wind Force 12 (EWEA & GREENPEACE, 2005), a capacidade instalada de geração eólica *offshore* em 2005 era de 597.7 MW, distribuída conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Capacidade de geração eólica *offshore* instalada na Europa

Local	Turbinas	Capacidade	Ano	País
Vindeby	11 x 450 kW	4.95 MW	1991	Dinamarca
Tunø Knob	10 x 500 kW	5 MW	1995	Dinamarca
Middelgrunden	20 x 2 MW	40 MW	2000	Dinamarca
Horns Rev	80 x 2 MW	160 MW	2002	Dinamarca
Samsø	10 x 2.3 MW	23 MW	2002	Dinamarca
Fredrickshavn	2 x 3 MW	10.6 MW	2003	Dinamarca
	2 x 2.3 MW			
Nysted	72 x 2.3 MW	165.6 MW	2003	Dinamarca
Wilhelmshaven	1 x 4.5 MW	4.5 MW	2004	Alemanha
Arklow Bank	7 x 3.6 MW	25.2 MW	2003	Irlanda
Lely (Ijsselmeer)	4 x 500 kW	2 MW	1994	Holanda
Dronten I	28 x 600 kW	16.8 MW	1996	Holanda
Bockstigen	5 x 550 kW	2.75 MW	1997	Suécia
Utgrunden	7 x 1.5 MW	10.5 MW	2000	Suécia
Yttre Stengrund	5 x 2 MW	10 MW	2001	Suécia
Blyth	2 x MW	4 MW	2000	Reino Unido
North Hoyle	30 x 2 MW	60 MW	2003	Reino Unido
Scroby Sands	30 x 2 MW	60 MW	2004	Reino Unido
Total	326	597.7 MW	-	-

Fonte: EWEA & GREENPEACE, 2005.

■ 3.2. Energia solar

■ 3.2.1 Características da energia solar

Além das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar, etc.), a disponibilidade de radiação solar, também denominada energia total incidente sobre a superfície terrestre, depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Isso se deve à inclinação do eixo imaginário em torno

do qual a Terra promove o movimento de rotação e à trajetória elíptica que a Terra descreve ao redor do Sol, o movimento de translação (ANEEL, 2005).

Desse modo, a duração solar do dia – período de visibilidade do Sol ou da claridade – varia muito devido à latitude local e período do ano.

A maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar do dia. Contudo, a maioria da população brasileira e das atividades socioeconômicas do País se concentra em regiões mais distantes do Equador. Para maximizar o aproveitamento da radiação solar, pode-se ajustar a posição do coletor ou painel solar de acordo com a latitude local e o período do ano em que se requer energia (ANEEL, 2005).

A energia do Sol que atinge diariamente a Terra (em uma média anual) varia de 6.800 kJ/m²/dia no norte da Europa a 23.000 kJ/m²/dia nas regiões próximas ao Equador. A quantidade de radiação solar que chega à Terra também é chamada de insolação – forma reduzida de “radiação solar incidente” (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

Aproximadamente 19% da radiação recebida pela atmosfera do planeta é absorvida pelas nuvens e por outros gases e 31% são refletidas de volta para o espaço pelas nuvens e pela atmosfera. A parcela de luz refletida é chamada de albedo. Os 50% restantes da energia solar incidente chegam à superfície da Terra e são quase que completamente absorvidos (3% são refletidos). A temperatura relativamente constante do planeta é resultante do equilíbrio de energia entre a radiação solar que chega e a energia irradiada pela Terra. A maior parte da radiação infravermelha emitida pelo planeta é absorvida, principalmente, pelo CO₂ e pelo vapor d’água, além de outros gases presentes na atmosfera, e então é reirradiada de volta para a Terra ou para o espaço exterior. Essa reirradiação de volta para a terra é conhecida como efeito estufa e é ela que mantém a temperatura da superfície do planeta aproximadamente 40° C mais alta do que seria se não houvesse absorção (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

A radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ser ainda convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termelétrico e o fotovoltaico (ANEEL, 2005).

O aproveitamento da iluminação natural e do calor para aquecimento de ambientes, denominado aquecimento solar passivo, decorre da penetração ou absorção da radiação solar nas edificações, reduzindo-se, com isso, as necessidades de iluminação e aquecimento. Desta forma, técnicas mais sofisticadas de arquitetura e construção podem auxiliar no melhor aproveitamento da radiação solar (ANEEL, 2005).

O aproveitamento térmico para aquecimento de fluidos é feito com o uso de coletores ou concentradores solares. Os coletores são mais usados em aplicações residenciais e comerciais para o aquecimento de água. Os concentradores solares destinam-se a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor. Neste último caso, pode-se gerar energia mecânica com o auxílio de uma turbina a vapor e, posteriormente, eletricidade por meio de um gerador (ANEEL, 2005).

A energia solar fotovoltaica, fruto da conversão direta em eletricidade, é a forma que tem apresentado o desenvolvimento mais notável nos últimos anos. Ela é produzida por uma diferença de potencial elétrico nas faces opostas de uma junção semicondutora, quando da absorção da luz (ELETROBRÁS, 2004; INETI, 2001).

■ 3.2.2. Efeito fotovoltaico

A transformação da radiação eletromagnética (luz solar) em energia elétrica pode ser feita por células fotovoltaicas ou células solares, que podem ser entendidas como dispositivos semicondutores que produzem uma corrente elétrica quando expostos à luz.

Os semicondutores mais comuns são os formados por elementos do grupo IV da tabela periódica, em especial silício (Si) e germânio (Ge), submetidos à dopagem (troca de alguns átomos da estrutura cristalina por átomos de outros elementos). Se a dopagem é feita com átomos pentavalentes, o cristal resultante é do tipo N. Se feita com átomos trivalentes, o cristal é do tipo P. Quando um cristal N é unido a um P forma-se uma junção P-N e surge um campo elétrico na região da junção (INETI, 2001; RODRÍGUEZ, 2002).

Quando a luz atinge uma célula solar, elétrons e buracos são criados pelo efeito fotoelétrico. Estas cargas são separadas pela barreira potencial na junção P-N. Se os lados tipo P e tipo N da célula solar estiverem conectados por um circuito externo, os elétrons irão fluir para fora do eletrodo localizado no lado tipo N, através de uma carga disponível para a realização de trabalho útil, e para dentro do lado tipo P, onde se recombinarão com os buracos (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

Uma boa parte da luz incidente sobre uma célula é perdida antes que possa ser convertida em energia elétrica. Enquanto as eficiências de conversão podem chegar a 30%, as eficiências típicas de células solares variam de 10% a 15% (sendo ainda menores nas células mais finas). As perdas de energia ocorrem porque uma parte da luz não é energética o bastante para separar os elétrons de seus vínculos atômicos no cristal. Aproximadamente 55% do espectro solar é composto por luzes cujos comprimentos de onda são longos demais para excitar os elétrons do silício. Algumas luzes são energéticas demais e a energia extra do par elétron-buraco se transforma em calor. O reflexo da superfície da célula e a recombinação elétron-buraco também contribuem para a diminuição da eficiência. A utilização de diversas camadas de filmes colocados uns sobre os outros permite a absorção de energia solar em diferentes comprimentos de onda. Esta técnica multi-camadas tem produzido células de demonstração com eficiências da ordem de 28%. Alguns destes materiais têm eficiências que não diminuem em função do aumento da temperatura, como ocorre com as células de silício. Espelhos ou lentes podem, então, ser utilizados para concentrar os raios solares na célula e aumentar a produção de energia (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

Um conjunto de células fotovoltaicas interligadas forma um módulo. Os módulos são encapsulados com materiais que garantam rigidez mecânica, protejam as células contra danos e condições climáticas, evitem que a umidade do ar atinja os contatos elétricos e conduzam bem o calor, para reduzir a temperatura de trabalho das células.

A disposição das células solares é importante: quanto mais células são interligadas em série, maior a tensão alcançada no módulo, e quanto mais células atuam em paralelo (ou quanto maior a superfície de cada célula), maior a corrente. A mesma lógica vale também para a conexão de módulos em um gerador fotovoltaico (INETI, 2001; RODRÍGUEZ, 2002).

■ 3.2.3. Sistemas autônomos e sistemas interligados à rede elétrica pública

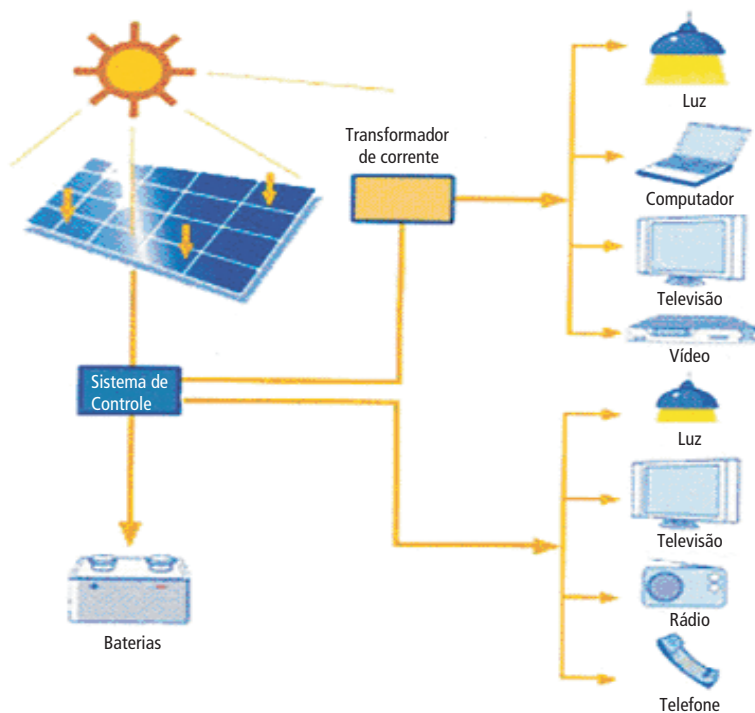
Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser classificados, basicamente, em duas categorias: autônomos e interligados à rede elétrica local. A diferença entre ambos consiste na orientação dos painéis solares e na existência ou não de um sistema acumulador de energia, a bateria (CAMARGO, 2005).

O sistema autônomo precisa de um sistema acumulador de energia. É parte imprescindível dada a intermitência da geração fotovoltaica e apresenta componentes de mais alto custo.

A outra situação possível envolve a utilização de um sistema de geração fotovoltaico como uma fonte de eletricidade conectada em paralelo com a rede elétrica. Neste sistema, o consumidor utiliza primariamente a energia gerada localmente em painéis fotovoltaicos. Qualquer diferença entre o consumo e a geração local é fornecida ou consumida pela rede de energia, dispensando o uso de baterias. Do ponto de vista do consumidor, a vantagem é a redução direta do custo da conta de eletricidade. Do ponto de vista do sistema de energia, as vantagens são a liberação de capacidade de geração e transmissão de energia, o nivelamento da curva de carga, a redução de custos e a descentralização da geração (CAMARGO, 2005).

A Figura 7 apresenta o esquema de um sistema fotovoltaico autônomo.

Figura 7 – Esquema de um sistema fotovoltaico autônomo



Fonte: http://www.paisatge.net/fotovoltaiic_autonom_cs.gif.

■ 3.3. Energia do mar

Existem cinco maneiras de produzir energia utilizando o mar: através das ondas, das marés, das correntes marinhas e de maré, da energia térmica e do gradiente de salinidade. Nesta Nota Técnica serão abordadas as três primeiras, por serem essas as mais expressivas e estudadas.

■ 3.3.1. Energia das ondas

As ondas do mar são ondas de superfície provocadas pelo vento, que cria forças de pressão e atrito que perturbam o equilíbrio da superfície dos oceanos. O vento transfere parte da sua energia para a água através do atrito. Isso faz com que as partículas à superfície tenham um movimento elíptico, que é uma combinação de ondas longitudinais (para frente e para trás) e transversais (para cima e para baixo).

As tecnologias de produção de energia por meio de ondas podem ser classificadas em *onshore*, onde os equipamentos são instalados em terra, e *offshore*, quando os equipamentos são instalados no mar.

A principal tecnologia de aproveitamento *onshore* é a de coluna d'água oscilante (OWC) usando turbinas Wells, que giram sempre num mesmo sentido independentemente do sentido do fluxo. A elevação da onda numa câmara de ar provoca a saída do ar lá contido. O movimento do ar pode fazer girar uma turbina produzindo energia elétrica através de um gerador. Quando a onda se desfaz e a água recua, o ar desloca-se em sentido contrário, passando novamente pela turbina¹.

As tecnologias *offshore* são, ainda, campo aberto à imaginação e podem ser classificadas entre atenuadores de onda (*wave attenuators*), bóias (*point absorbers* e *pitching devices*), entre as quais destaca-se o Pelamis, e as de reservatório flutuante (*overtopping*).

Um das tecnologias de geração *offshore* de maior sucesso encontra-se em operação em Povoá do Varzim, Portugal. O Pelamis, posicionado transversalmente ao movimento das águas, gera energia elétrica a partir da torção provocada pelos sucessivos topos e cavados das ondas. Ao invés de buscar a máxima eficiência da conversão energética, o projeto do Pelamis procura garantir a sobrevivência do equipamento em tormentas de até 100 anos de recorrência. A Figura 8 mostra o Pelamis em operação.

Figura 8 – Equipamento Pelamis em operação



Fonte: Scientific American Brasil, ano 5, nº 53.

1 “Geração de Energia Elétrica a partir de Outras Fontes – Caracterização Técnico-Econômica”, EPE, 2006

Os *wave attenuators* seguem o princípio operativo da coluna d'água oscilante. As bóias aproveitam o movimento oscilatório vertical das águas para a geração de energia elétrica e os reservatórios flutuantes operam de forma idêntica às usinas hidrelétricas convencionais de baixíssima queda.

As regiões onde as ondas possuem maior quantidade de energia são o noroeste do Canadá e Estados Unidos, Escócia, sul da África, sul da América do Sul e Austrália.

■ 3.3.2. Energia das marés

As marés são resultado da combinação de forças produzidas pela atração do Sol e da Lua e do movimento de rotação da Terra, que levam à subida e descida da água dos oceanos e mares. O movimento vertical da água dos oceanos, associado à subida e descida das marés, é acompanhado por um movimento horizontal, denominado corrente de maré. As correntes de maré têm uma periodicidade idêntica à das oscilações verticais. Características geográficas terrestres (bacias hidrográficas e baías, estreitos e canais) provocam restrições a estes movimentos periódicos, podendo daí resultar elevadas amplitudes ou elevadas velocidades da corrente de maré.

As marés podem ser aproveitadas para a geração de eletricidade de duas formas: pela transformação da energia potencial em usinas semelhantes às hidrelétricas convencionais e pela transformação da energia cinéticas das correntes de maré.

O aproveitamento da energia potencial das marés é feito em usinas maremotriz através de um reservatório formado junto ao mar, através da construção de uma barragem, contendo uma turbina e um gerador. O aproveitamento pode ser feito nos dois sentidos: na maré alta, a água enche o reservatório, passando através da turbina e produzindo energia elétrica; na maré baixa, a água esvazia o reservatório, passando novamente através da turbina, agora em sentido contrário ao do enchimento, e produzindo energia elétrica (INETI, 2001; EPRI, 2005). Em função das características de operação, essas usinas podem ser classificadas como de ciclo único, quando operam apenas durante o enchimento ou esvaziamento do reservatório, ou duplo, quando operam nos dois sentidos. A Figura 9 mostra a usina de La Rance, França.

Figura 9 – Usina maremotriz de La Rance, França.



Com a tecnologia atual, a exploração econômica da energia potencial das marés só se justifica para amplitudes superiores a 5 metros. Existem poucos locais no mundo onde se verifica tamanha mudança nas marés. As marés de maior amplitude no mundo estão localizadas no Canadá, Reino Unido, França, Argentina e Rússia (INETI, 2001). No Brasil, as marés de maior amplitude ocorrem no litoral maranhense. Na baía de São Marcos, chegam a superar 5m nas épocas de sizígia.

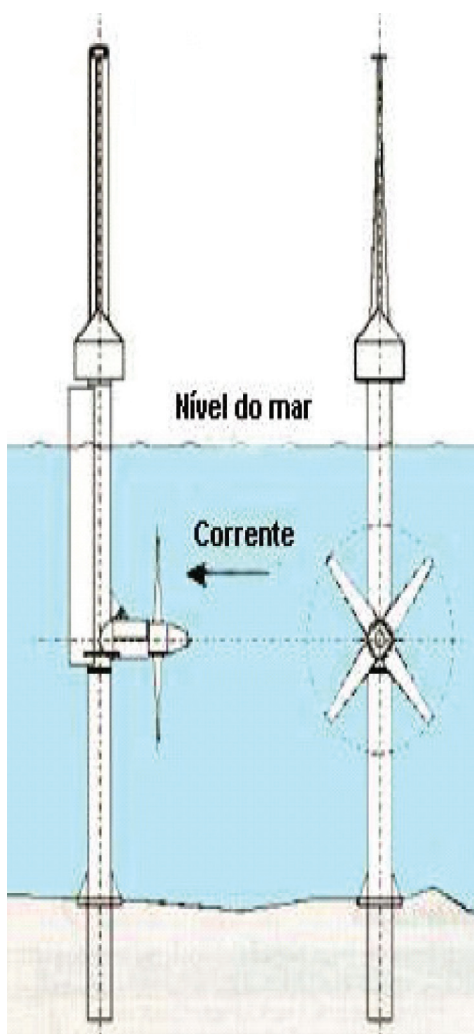
■ 3.3.3. Energia das correntes marinhas e de maré

As correntes oceânicas são formadas, principalmente, pela diferença de temperatura dos mares e pela ação dos ventos sobre a superfície do mar. Têm como principais características fluir em uma única direção e com velocidade relativamente constante. As correntes de maré acompanham os movimentos diários de subida e descida da água do mar durante as marés, sendo bidirecionais e de velocidade variável.

A principal vertente tecnológica de geração de energia elétrica a partir das correntes emprega turbinas semelhantes àsquelas usadas na geração eólica, como mostra a Figura 10. Outras tecnologias, como as turbinas de eixo vertical (Kobold e Gorlov, por exemplo) e geradores, como o Stingray, existem e são objetos de pesquisas.

As turbinas desenvolvidas para a geração a partir das correntes não são necessariamente cravadas no leito do mar. Elas podem ser flutuantes e apenas ancoradas ao fundo.

Figura 10 – Turbinas de aproveitamento de energia das correntes marinhas



Cabe salientar que, em virtude da densidade da água ser cerca de 835 vezes superior à densidade do ar, para uma mesma potência, as pás das turbinas marinhas têm metade do diâmetro das turbinas eólicas e a velocidade de rotação não supera 20 rpm, muito inferior à velocidade de giro das hélices de navios.

■ 3.4. Energia do hidrogênio

No seu estado natural e sob condições ambientes de temperatura e pressão, o hidrogênio é um gás incolor, inodoro, insípido e muito mais leve do que o ar. Ele também pode estar em estado líquido, ocupando um espaço 700 vezes menor do que quando está em estado gasoso. Para isso deve ser armazenado sob temperatura de -253°C , em sistemas denominados “sistemas criogênicos”. Acima desta temperatura, o hidrogênio não pode ser liquefeito, mas pode ser armazenado em forma de gás comprimido em cilindros de alta pressão (GOMES NETO, 2005).

O hidrogênio não aparece na natureza na sua forma pura para uso direto. Ele tem que ser produzido através do uso de alguma energia, tendo como fontes os hidrocarbonetos ou a água, e convertido posteriormente para o seu uso final, emitindo como subproduto apenas vapor de água (GOMES NETO, 2005).

Desta forma, percebe-se que o hidrogênio não é uma fonte, mas um condutor de energia que pode ser produzido a partir de todas as fontes de energia primária, inclusive gás natural, carvão, energia nuclear e energias renováveis. Ele pode ser utilizado para alimentar uma célula a combustível em aplicações móveis e/ou estacionárias (GARMAN, 2006).

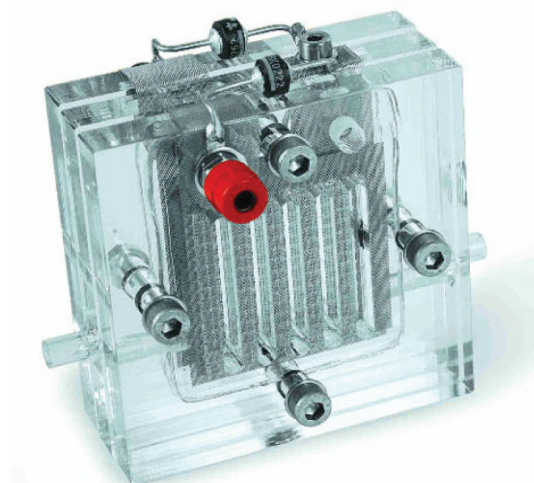
A energia elétrica não pode ser armazenada diretamente em grandes quantidades e por longos períodos. Entretanto, o hidrogênio pode ser gerado a partir da energia elétrica e usado como “vetor energético”, ou seja, armazenar energia e transportá-la até o seu uso final como energia útil em forma de energia mecânica, térmica e elétrica (GOMES NETO, 2005).

A célula a combustível é um conversor de potência único que é eficiente, não poluente e flexível. Ela combina um combustível (geralmente gás natural ou hidrogênio) com o oxigênio por meio de um processo eletroquímico para produzir eletricidade (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

Atualmente, há um forte interesse nas células a combustível. Sua elevada razão potência/peso, seu pequeno tamanho e sua alta confiabilidade (não há partes móveis) a tornam uma fonte popular de energia para usos como propulsão de veículos e aparelhos elétricos comerciais e residenciais de pequena escala. Entretanto, o custo elevado das células a combustível e as dúvidas acerca da sua durabilidade têm atrapalhado a sua comercialização (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

A célula a combustível é semelhante a uma bateria, fornecendo corrente contínua através de um processo eletroquímico. Porém, em uma bateria, os materiais que são armazenados nos eletrodos (Pb e PbO_2 em uma bateria de armazenamento) são consumidos, ao passo que em uma célula a combustível os reagentes químicos são alimentados aos eletrodos na medida em que são necessários. Os dois reagentes químicos em uma célula a combustível são geralmente o hidrogênio e o oxigênio, que são alimentados à célula devido aos eletrodos porosos (HINRICHS e KLEINBACH, 2003). A Figura 11 apresenta uma célula a combustível de 1 watt.

Figura 11 – Célula a combustível de 1 watt



Fonte: <http://www.celulaacombustivel.com.br/>

A reação na célula pode ser imaginada como uma combustão muito lenta do gás hidrogênio. Normalmente, na combustão, as moléculas do combustível H_2 são oxidadas da seguinte forma: $H_2 + \frac{1}{2} O_2 = H_2O + \text{energia}$.

Neste processo muito rápido, os elétrons passam diretamente do combustível para o oxidante. Em uma célula a combustível, porém, os elétrons são transferidos lentamente ao oxigênio através de um circuito externo. No eletrodo positivo, as moléculas de hidrogênio têm seus elétrons retirados e entram no eletrólito (geralmente hidróxido de potássio ou ácido fosfórico). No eletrodo negativo, os íons hidrogênio se combinam com os átomos de oxigênio e os elétrons para formar água e calor. Os elétrons fluem através de um circuito externo que conecta os eletrodos. O resultado líquido é a reação entre hidrogênio e oxigênio para formar água (HINRICHS e KLEINBACH, 2003).

Com relação à eficiência das células a combustível, é possível compará-las às máquinas térmicas, no aspecto inerente a conversão de energia. A fórmula termodinâmica do Ciclo de Carnot mostra que uma máquina térmica não pode converter toda a energia do calor em energia mecânica, mesmo sob condições ideais, pois uma parte do calor é perdida. Por exemplo, o motor a combustão utiliza o calor de uma fonte de energia em alta temperatura (T_1), converte parte deste calor em energia mecânica e perde a outra parte do calor para um ambiente de menor temperatura (T_2), como o ar ambiente (GOMES NETO, 2005).

Quanto maior é a diferença entre a fonte de maior temperatura e a de menor temperatura, maior é a eficiência, conforme demonstrado na relação abaixo (GOMES NETO, 2005):

$$\text{Máxima eficiência} = (T_1 - T_2)/T_1$$

As células a combustível, no entanto, não obedecem ao Ciclo de Carnot. Por converterem a energia química diretamente em energia elétrica, este processo não envolve a conversão de calor em energia mecânica. Desta forma, a eficiência das células a combustível pode superar o limite de Carnot até mesmo em baixa temperatura, como em 80°C (GOMES NETO, 2005).

4. Impactos potenciais das tecnologias de geração a partir de outras fontes

Nesta seção são discutidos os impactos negativos causados durante a produção de energia elétrica a partir de outras fontes – eólica, solar, do mar e hidrogênio. Os demais impactos causados ao longo da cadeia energética completa são apresentados na Seção 5.

Os impactos socioambientais discutidos nesta seção referem-se a qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana, que direta ou indiretamente afete a saúde humana, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente e a qualidade dos recursos naturais.

Na energia eólica em particular, destacam-se a alteração visual da paisagem pelas torres e turbinas, o ruído e mortalidade de pássaros em algumas localidades (SEDA, 2002; CRESEB/CEPEL, 2006).

Os impactos ambientais associados à energia solar (fotovoltaica) dependem de vários fatores, principalmente do tipo de célula, do arranjo utilizado e da potência instalada.

Dentre todas as formas de aproveitamento da energia do mar, a mais impactante é a instalação e operação de usina maremotriz. Os impactos preponderantes desse tipo de empreendimento estão associados à perturbação e/ou destruição de ecossistemas dos estuários e conseqüente perturbação da fauna e flora local. As demais formas de aproveitamento da energia do mar (ondas e correntes) causam impactos mais brandos.

Não foram identificados impactos na produção de energia através de células de combustível a base de hidrogênio, pois a emissão de poluentes é quase nula, resultando significativamente apenas água no processo (TOLMASQUIM, 2003). Os impactos na cadeia energética serão apresentados na seção 5.

As Tabelas a seguir apresentam os impactos socioambientais causados durante a construção e operação normal de empreendimentos de geração utilizando energia eólica, solar e do mar. As Tabelas apresentam os impactos de uma forma geral, uma vez que os impactos específicos causados por um empreendimento em particular dependem de suas características específicas.

As Tabelas apresentam a seguinte estrutura:

Coluna 1: Identificação das possíveis causas (aspectos) dos impactos socioambientais;

Coluna 2: Tipos de impactos socioambientais que possam ocorrer devido às causas indicadas na coluna 1. Os impactos estão listados de forma genérica, sem considerar as características específicas do empreendimento e a efetividade das medidas que objetivam evitar ou mitigar os impactos indicados.

Coluna 3: Tempo de ocorrência (T0) do impacto (construção, operação ou pós-operação).

Coluna 4: Identificação dos programas e medidas que possam ser utilizados para mitigar os impactos ou compensar a população, direta ou indiretamente envolvida pelo projeto e pelos danos causados. Tais medidas podem ser adaptadas para cada tipo de empreendimento, tanto durante o projeto ou por ocasião de uma possível parada para introduzir melhorias. Muitas das medidas indicadas podem ser implantadas simultaneamente.

■ 4.1. Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de parques eólicos

A Tabela 3 apresenta os principais impactos gerados pela construção e operação de parques eólicos.

Tabela 3 – Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de parques eólicos

Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias / Projetos / Programas
Ocupação do solo pelo parque eólico e subestações (preparação, terraplenagem, desmatamento, etc.)	– Interferência com população local – Interferência com flora e fauna – Produção de ruído e poeira – Erosão do solo – Alteração do uso do solo – Emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo – Interferência com atividade turística	C	Compensação monetária ou permuta de áreas Utilização de sistemas anti-poeiras Recuperação de áreas degradadas Regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias
Transporte de equipamento pesado	– Poluição sonora – Perturbação do trânsito local	C	Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de pico
Movimentos migratórios causados pela construção do parque	– Aumento da demanda por serviços públicos, habitação e infra-estrutura de transporte – Alteração da organização sócio-cultural e política da região – Aumento das atividades econômicas da região com possível posterior retração após o término do empreendimento.	C/O	Apoio na construção do Plano Diretor do Município Adequação das infra-estruturas de habitação, educação e transporte Gestão institucional
Distorção estética	– Poluição visual	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
Produção de Ruído	– Poluição sonora	C/O	Projetos e programas específicos para redução de ruído Monitoramento de ruídos
Funcionamento dos aerogeradores	– Morte de aves e morcegos por colisão	O	Evitar a construção do parque em rotas de migração Adotar arranjo adequado das turbinas no parque eólico

Legenda: TO - Tempo de Ocorrência; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Considerações sobre impactos na fauna alada

Os principais impactos da energia eólica sobre os pássaros são devidos à colisão dos animais com as linhas e pás e distúrbios nas rotas de migração. As principais causas são listadas a seguir (MANWELL apud EWEA, 2004):

- morte ou ferimento causados pela rotação das pás;
- alteração de habitat de migração;
- redução do habitat disponível;
- distúrbio na reprodução e crescimento.

Segundo relatório da BIRDLIFE (2003), vários estudos mostram que num raio de 600 m dos parques eólicos o número de pássaros tende a reduzir após a implantação do empreendimento, devido principalmente à construção de edifícios, incremento das atividades humanas (de operação e manutenção) na área e ruído do movimento das pás (BIRDLIFE apud EWEA, 2004).

Em relação ao controle de distúrbios e acidentes com a fauna alada, pesquisas mostram que se verifica

uma predominância de acidentes fatais com morcegos e no período noturno. Acredita-se, porém, que as vítimas não excedam ao número daquelas vitimadas por quilômetros de auto-estrada ou linhas de alta tensão. Este número deve ainda ser bem menor que nas proximidades de faróis ou torres de transmissão em áreas costeiras. Dos pássaros vitimados, alguns, de voo rasante, colidem contra as próprias torres. Outros, de voo alto, colidem com as pás que estão a uma altura superior a 20 metros do solo (CEMIG, 1998).

Uma pesquisa feita na Alemanha em 1989, envolvendo 7 parques eólicos alemães, contabilizou, em 1 ano, a morte de 32 pássaros de diversos tipos, vitimados por colisão contra as pás dos geradores eólicos. Nos mesmos locais, foram vitimados por fios e antenas, em 7 meses, cerca de 287 pássaros (CEMIG, 1998).

Em 2001, a empresa Western Ecosystems Technology Inc foi contratada pelo Comitê Coordenador Nacional de Energia Eólica (National Wind Coordinating Committee) para estudar os acidentes com pássaros causados por turbinas eólicas e outras estruturas nos Estados Unidos (EUA). O estudo estimou que, em 2001, 33.000 pássaros foram mortos pelas 15.000 turbinas em operação naquele país, sendo que a grande maioria das fatalidades aconteceu na Califórnia onde existem aproximadamente 11.500 turbinas eólicas em operação. A maioria das turbinas em operação na Califórnia são máquinas pequenas e antigas com capacidade entre 100 e 250 KW. Os resultados indicam que, em média, em um ano cada turbina nos EUA foi responsável pela morte de 2,19 indivíduos de várias espécies da avifauna e 0,033 indivíduos (1 a cada 30 anos) de espécies predadoras (EWEA, 2004).

Na Espanha, um estudo sobre impactos de parques eólicos em pássaros desenvolvido no estado de Navarra mostrou que as 692 turbinas localizadas em 18 parques não colocaram em risco nenhuma espécie. No ano de 2000, foram encontrados 88 indivíduos mortos, que representa uma taxa de 0,13 pássaros mortos por turbina, isto é, em média decorrem sete anos para acontecer uma morte de pássaro em uma turbina (JANSS, 2000; LEKUONA, 2001).

A grande maioria dos estudos na Europa e Estados Unidos trata dos distúrbios e acidentes isolados causados aos pássaros por usinas eólicas em áreas costeiras (onde a população de pássaros migradores é grande e o repouso e a biogeografia para essas espécies são essenciais) ou em áreas de grandes parques eólicos onde, devido ao grande número de turbinas, os riscos de acidente também são maiores (CAMARGO, 2005).

Há ocorrência também de acidentes com pássaros em parques eólicos perto de dois ou mais remanescentes florestais próximos, em que as turbinas ficavam na rota de movimentação dos indivíduos (CEMIG, 1998).

Winkelman (1992) considera que o arranjo (*layout*) dos parques eólicos é importante na redução do risco de colisão de pássaros. Para espécies locais, um conjunto denso de turbinas pode desestimular que os animais circulem entre as máquinas, evitando assim acidentes. Para espécies migratórias, a formação de um conjunto de turbinas em linha paralela à rota indica ser a melhor opção.

Segundo Youth, 2001 apud EWEA, 2004, o impacto da energia eólica em pássaros deve ser analisado dentro de contexto ambiental atual. Direta ou indiretamente, todas as ameaças a avifauna, tais como perda de habitat resultante da industrialização, exploração desenfreada dos recursos naturais, superpopulação etc., estão relacionadas com atividades humanas sendo, portanto, o homem a ameaça maior.

Outras ameaças incluem caça e comércio ilegal, práticas pesqueiras insustentáveis, derramamentos de óleo, e exploração, extração e transporte de óleo e gás natural. Contaminação por substâncias químicas e poluição por praguicida constituem-se também em ameaças significativas. Estruturas como arranha-céus, torres de comunicação e linhas de transmissão também afetam pássaros migratórios e as mudanças climáti-

cas contribuem para diminuição ou destruição de habitat (YOUTH apud EWEA, 2004).

Analisando os estudos sobre os impactos na fauna alada, observa-se que parques eólicos podem trazer impactos negativos para algumas espécies. Entretanto, estes impactos podem ser reduzidos a um nível tolerável através do planejamento do futuro da geração eólica considerando aspectos de conservação da natureza, tais como (EWEA, 2004):

- evitar a instalação de parques eólicos em áreas importantes de habitat;
- evitar áreas de corredor de migração;
- adotar arranjo adequado das turbinas no parque eólico;
- usar torres de tipos apropriados (tubulares);
- utilizar sistemas de transmissão subterrâneos.

Considerações sobre impactos do ruído

O ruído é definido como um som não desejado que pode ser medido quantitativamente e comparado com normas existentes que limitam seus níveis, mas este também tem um elemento subjetivo. Manwell 2002 apud EWEA, 2004 classifica os efeitos do ruído da energia eólica em duas categorias principais:

- i) efeito subjetivo incluindo aborrecimento, incômodo e descontentamento; e
- ii) efeito que causa interferência em atividades como conversação (MANWELL apud EWEA, 2004).

O ruído das turbinas eólicas (TE) vem do som produzido pelas lâminas das pás, da caixa do gerador, do gerador e dos sistemas hidráulicos (embora em turbinas eólicas modernas este ruído mecânico tenha sido reduzido quase a zero). Como outros impactos de energia eólica, a percepção do ruído depende de características locais (por exemplo, área rural ou urbana, topografia, etc.), número e distância dos edifícios, áreas do local de instalação do parque eólico e do tipo de comunidade afetada (residencial, industrial, turística). A interação destes fatores diminui ou aumenta a percepção de som das turbinas eólicas (CAMARGO, 2005).

Fisicamente, o som consiste na variação de pressão detectada pelo ouvido que depende da fonte e do meio através do qual se propaga. A velocidade do som na atmosfera é aproximadamente 340 m/s. É importante se fazer distinção entre o nível da potência do som e o nível da pressão do som que atua em uma determinada localidade. O som é medido em decibéis (dB) e a escala empregada (dBA) mede o alcance percebido pelo ouvido humano (CAMARGO, 2005).

A Tabela 4 apresenta os níveis de conforto acústico estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 001, de 08 de março de 1990, e NBR 10.151 – Avaliação do ruído para conforto acústico, da ABNT.

Tabela 4 – Níveis de conforto acústico

Locais	DB (A)	NC
Hospitais		
Apartamentos, enfermarias, berçários, centros cirúrgicos	35-45	30-40
Laboratórios, áreas para uso do público	40-50	35-45
Serviços	45-55	40-50
Escolas		
Bibliotecas, salas de música, salas de desenho	35-45	30-40
Salas de aula, laboratórios	40-50	35-45
Circulação	45-55	40-50
Hotéis		
Apartamentos	35-45	30-40
Restaurantes, salas de estar	40-50	35-45
Portaria, recepção, circulação	45-55	40-50
Residências		
Dormitórios	35-45	30-40
Salas de estar	40-50	35-45
Auditórios		
Salas de concertos, teatros	30-40	25-30
Salas de conferências, cinemas, salas de uso múltiplo	35-45	30-35
Restaurantes		
Escritórios		
Salas de reunião	30-40	25-35
Salas de gerência, salas de projetos e de administração	35-45	30-40
Salas de computadores	45-65	40-60
Salas de mecanografia	50-60	45-55
Igrejas e templos (cultos meditativos)		
Locais para esporte		
Pavilhões fechados para espetáculos e atividades esportivas	45-60	40-55

Notas:

- a) O valor inferior da faixa representa o nível sonoro para conforto, enquanto o valor superior significa nível sonoro aceitável para a finalidade.
 b) Níveis superiores aos estabelecidos nesta tabela são considerados de desconforto, sem necessariamente implicar em risco de dano à saúde.

A Tabela 5 mostra a comparação de diferentes potências e níveis de pressão do som que indicam o que pode ser considerado como limite entre audição e dor (incômodo). Como fatores mais importantes que afetam a propagação do som, destacam-se: tipo da fonte de ruído, distância da fonte, velocidade do vento, temperatura, umidade, precipitação e a presença de barreiras ou edifícios. Os fatores que mais influenciam a propagação do ruído são a distância da fonte ao observador e o tipo de fonte. Na mesma tabela é possível observar-se que a distância tem um papel importante na percepção do nível do som. O ruído de uma turbina eólica pode alcançar níveis de pressão moderados (< 50 dBA) quando a distância da turbina ao receptor está entre 200 e 300 m. Tipicamente, o nível do som de uma turbina eólica moderna está entre 100 e 106 dBA, dependendo do tipo de turbina (EWEA, 2004).

A escala de decibéis deve ser cuidadosamente interpretada quando se avalia o número de turbinas a serem implantadas e seus efeitos. Uma turbina eólica com capacidade superior a 1 MW emite um som (a 200 m) com nível de potência de 104 dBA. A instalação de uma segunda turbina com ruído de mesma potência irá

causar apenas um acréscimo de 3 dBA. Aumentando-se a potência do som em 26%, o nível de ruído aumenta em 1 dBA. Triplicando-se a potência do som, tem-se um incremento de 5 dBA no nível de ruído. A escala dBA é logarítmica, isto é, duplicando-se a potência do som, o índice de acréscimo do nível de ruído será aproximadamente 3 dBA. Um som de potência 100 dBA contém o dobro de energia que um som de 97 dBA. O decréscimo no nível de potência do som com o aumento da distância da fonte será em torno de 6 dBA cada vez que a distância é duplicada (GIPE, 1995).

Tabela 5 – Níveis de potência do som

Níveis de som				
Fonte	Distância da fonte (m)	Nível do som dBA	Ruído equivalente	Impressão subjetiva
Sirene de Polícia	140 - 130			Limiar da dor
Decolagem de jato	61	120		
		120	Concerto de rock	
Empilhadeira	15	100		
Sirene de ambulância	31	90	Cozinha	Muito alto
Freada de trem	15	80		
Furadeira Pneumática	15	80	Impressora	Alto
Tráfego em rodovia	31	70		
Limpador Vácuo	31	60	Centro de processamento de dados	Moderadamente
		60	Loja de depart./ escritório	Alto
Tráfego leve	31	50	Escritório particular de negócios	
TE > 1 MW	200	49		Baixo
TE > 1 MW	300	45		
Grande transformador	61	40		
Sussurro	2	40	Quarto Silencioso	
	20		Estúdio de Gravação	
	10			Limite de
	0			Audição

Fonte: National Wind Coordinating Committee, 2002 apud EWEA, 2004.

TE = Turbina eólica

Em resumo, o ruído total percebido é a soma relativa do ruído do ambiente com o ruído da turbina.

A Tabela 6 apresenta os limites dos níveis de pressão do som em alguns países europeus. Conforme apresentado na Tabela, uma turbina moderna (que emite de 100 a 106 dBA) deve ser implantada a uma distância de 200 a 300 m do receptor para alcançar um nível de pressão do ruído de 45 a 50 dBA. A avaliação do ruído permite determinar como as turbinas eólicas afetam o ruído do ambiente e também qual é o nível de ruído aceitável (dentro dos padrões nacionais) para as próprias turbinas (EWEA, 2004).

Tabela 6 – Limites legais de ruídos (dBA)

		Comercial	Misto	Residencial	Rural
Alemanha	Dia	65	60	55	50
	Noite	50	45	40	35
Holanda	Dia		50	45	40
	Noite		40	35	30
Dinamarca				40	45
Reino Unido	Dia				45
	Noite				40

Fonte: GIPE, 1993.

Considerações sobre impactos na paisagem

A intrusão visual causada pelos aerogeradores é um dos principais impactos ambientais da energia eólica. De fato, as estruturas podem ter 80 m a 120 m de altura, com pás de 60 m a 100 m de diâmetro, podendo fazer com que o caráter rural de uma região seja significativamente alterado pela presença desses equipamentos.

Dada a escala dos elementos e a sua disposição ao longo do terreno, como um topo de uma elevação, por exemplo, é mais importante analisar a leitura do parque eólico à distância, ou seja, relativamente à maior frequência e número de observadores.

Neste contexto, questões como a leitura dos aerogeradores ao longo do perfil da elevação na forma como estes se refletem no observador, tornam-se mais pertinentes do que a observação do parque in loco. Essa leitura pode se refletir no observador em termos de linhas principais da paisagem e do efeito morfológico e cromático do próprio conjunto, tal como a relação de escala da altura dos elementos com a distância dos observadores à envolvente (HIDRORUMO, 2002).

Uma das formas de obter-se um diagnóstico genérico do impacto visual de um parque eólico sobre a envolvente mais próxima e, sobretudo, sobre os núcleos populacionais mais próximos cujos habitantes constituem-se observadores permanentes, é proceder-se à elaboração de uma série de perfis que correspondam às observações feitas sobre determinados pontos do parque, a partir dos povoados e vias principais.

Apesar de determinados erros estarem associados ao método geométrico, esse tipo de análise permite avaliar a relação de escala entre a altura e a localização do equipamento e a sua distância aos observadores mais frequentes e numerosos, relacionando-se, diretamente, com o efeito provocado pelo parque relativamente aos campos visuais dos observadores, permitindo, também, detectar qualquer situação de desconforto visual indesejável.

A importância do impacto visual de um parque eólico depende de um conjunto de especificidades locais, principalmente da dimensão física das turbinas, do seu número e geometria, do *layout* do parque eólico e da sua visibilidade, das características da paisagem, da população e dos visitantes locais. Por outro lado, a importância dos impactos visuais depende, fortemente, da atitude das pessoas afetadas.

Um parque eólico apresentará um impacto visual negativo se ocorrer uma situação incorreta de escala entre observadores e equipamento que, no limite, provocará um efeito de superposição visual de um elemento sobre outro, gerando uma situação de desconforto, ou se o campo visual de determinado elemento ficar negativamente alterado por excesso de obstrução visual, impedindo a leitura do perfil original longitudinal do terreno.

Os elementos característicos de um parque eólico susceptíveis de produzir este tipo de impacto são os

acessos ao parque, os aerogeradores e as subestações. Além dos impactos referidos, podem também ser identificados impactos associados ao reflexo do sol nas pás e à alternância de luz e sombra, associada à rotação das pás.

Apesar do impacto visual estar associado a uma certa carga de subjetividade, é importante que a componente paisagística seja devidamente incorporada no projeto e na execução da obra. Esta questão apresenta uma enorme importância nos parques em montanhas, pois as encostas são áreas muito sensíveis do ponto de vista paisagístico, uma vez que são muito vulneráveis a alterações do perfil topográfico, com implicações na diminuição da qualidade visual da paisagem e no aumento de riscos de erosão.

Considerações sobre impactos de fazendas *offshore*

O impacto ambiental da energia eólica *offshore* sobre a fauna foi pesquisado por biólogos dinamarqueses (KROHN, 2002).

Em Vindeby, a pesca foi feita na área das turbinas eólicas nas fases pré e pós comissionamento. O resultado foi um aumento surpreendente no rendimento da pesca, atribuído ao fato de que as fundações das turbinas começaram a funcionar como um recife artificial.

Os mexilhões se desenvolvem nas fundações das turbinas, aumentando a variedade na flora e fauna após a construção da fazenda eólica. Havia poucos pássaros em Vindeby, assim não foi realizado um estudo ornitológico.

Em Tunoe Knob, entretanto, um extensivo estudo de três anos foi desenvolvido para determinar os efeitos na grande população local de patos. Uma pequena plataforma de observação, com uma casa de campo, foi instalada no mar há aproximadamente um quilômetro da fazenda eólica. As observações executadas da torre foram muito extensivas, contando a população de pássaros e estudando seu comportamento de voo. Além disso, pesquisas aéreas também foram efetuadas.

Finalmente, os mergulhadores investigaram repetidamente o leito para mexilhões, usando cercados de arame que impediam o acesso dos pássaros a determinadas áreas de estudo, visando pesquisar os hábitos de alimentação dos patos. Uma área de controle em local próximo sem nenhuma turbina eólica foi usada para determinar o efeito da fazenda eólica.

O resultado foi que a presença dos pássaros está fortemente correlacionada com a presença do alimento apropriado, mas nenhum impacto estatístico significativo da fazenda propriamente dita no comportamento dos pássaros foi detectado. Os estudos sobre pássaros continuarão com a implantação de fazendas futuras, desde que a espécie de aves marinhas envolvida seja diferente.

Da mesma forma, outros estudos ambientais estão sendo conduzidos em relação às duas fazendas dinamarquesas *offshore* experimentais atualmente sob construção. Em Rodsand, por exemplo, algumas focas são monitoradas por satélites para se estudar se a fazenda eólica tem impacto em seus padrões de comportamento.

■ 4.2. Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de parques fotovoltaicos

A Tabela 7 apresenta os principais impactos gerados pela construção e operação de parques fotovoltaicos.

Tabela 7– Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de parques fotovoltaicos

Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias / Projetos / Programas
Ocupação do solo pelo parque fotovoltaico (pre-paração, terraplenagem, desmatamento, etc.)	– Interferência com população local – Interferência com flora e fauna – Produção de ruído e poeira – Erosão do solo – Alteração do uso do solo – Emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo	C	Compensação monetária ou permuta de áreas Utilização de sistemas anti-poeiras Recuperação de áreas degradadas Regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias
Transporte de equipamento pesado	– Poluição sonora – Perturbação do trânsito local	C	Planejamento do sistema de tráfico de modo a se evitar os horários de pico
Movimentos migratórios causados pela construção do parque	– Aumento da demanda por serviços públicos, habitação e infra-estrutura de transporte – Alteração da organização sócio-cultural e política da região – Aumento das atividades econômicas da região com possível posterior retração após o término do empreendimento.	C/O	Apoio na construção do Plano Diretor do Município Adequação das infra-estruturas de habitação, educação e transporte Gestão institucional
Distorção estética	Poluição visual	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual

Legenda: TO - Tempo de Ocorrência; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Considerações sobre impactos na ocupação do solo

Um dos principais impactos associados à instalação de parques fotovoltaicos de larga escala resulta da ocupação do solo. Os principais fatores que condicionam a área de solo ocupado por um sistema fotovoltaico centralizado são os níveis de insolação e a eficiência do sistema. No entanto, a instalação de esquemas centralizados de painéis não é incompatível com todos os usos do solo, podendo, por exemplo, coexistir com algum aproveitamento agrícola. Nas regiões quentes e secas, a sombra provocada pela presença dos campos fotovoltaicos pode permitir uma melhor retenção da umidade por parte do solo e reduzir a transpiração das plantas, o que representa um impacto positivo em termos de produtividade dos solos.

O restabelecimento da cobertura vegetal do solo, nas zonas secas e áridas, apresenta um efeito benéfico, uma vez que reduz a dispersão das poeiras e a migração para o solo da água e detergentes utilizados na limpeza dos painéis.

Os impactos associados ao uso do solo em sistemas fotovoltaicos colocados nos telhados ou integrados nas fachadas dos edifícios não são significativos.

Os impactos na paisagem estão fortemente dependentes do tipo de arranjo utilizado. A ocupação de elevadas superfícies por sistemas centralizados de elevada potência (1,6ha/GWh/ano) apresenta um impacto visual bastante significativo. O impacto visual associado a esquemas fotovoltaicos autônomos de pequena dimensão é muito menor, particularmente, para esquemas colocados em telhados dos edifícios. Em áreas isoladas, o impacto visual associado à presença de sistemas fotovoltaicos autônomos de pequena dimensão é significativamente menor que as infra-estruturas (torres, postes, cabos e transformadores) que seriam usadas para interligação de tais áreas ao sistema interligado.

No caso dos módulos estarem integrados nas fachadas dos edifícios, não há uma apreciável diferença en-

tre estes e as fachadas modernas. No entanto, a integração de módulos em fachadas de edifícios históricos, ou de elevado valor cultural, introduz um impacto visual significativo.

■ 4.3. Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de aproveitamentos de energia do mar

As Tabelas 8, 9, 10 e 11 apresentam os principais impactos gerados pela construção e operação de aproveitamentos de energia do mar (ondas – *onshore* e *offshore* – usina maremotriz e correntes).

Tabela 8 - Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de aproveitamentos de energia do mar

Energia das ondas - <i>Onshore</i>			
Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias / Projetos / Programas
Ocupação do solo pelo canteiro de obras	- Interferência com população local - Interferência com flora e fauna - Produção de ruído e poeira - Erosão do solo - Alteração do uso do solo - Emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo	C	Compensação monetária ou permuta de áreas Utilização de sistemas anti-poeiras Recuperação de áreas degradadas Regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias
Transporte de equipamento pesado	- Poluição sonora - Perturbação do trânsito local	C	Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de pico
Movimentos migratórios causados pela construção dos equipamentos	- Aumento da demanda por serviços públicos, habitação e infra-estrutura de transporte - Alteração da organização sócio-cultural e política da região - Aumento das atividades econômicas da região com possível posterior retração após o término do empreendimento.	C/O	Apoio na construção do Plano Diretor do Município Adequação das infra-estruturas de habitação, educação e transporte Gestão institucional
Distorção estética	Poluição visual	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
Construção e operação da usina	- Interferência com flora e fauna - Interferência com atividades turísticas	C/O	Compensação monetária Recuperação de áreas degradadas Criação de Unidades de Conservação

Legenda: TO - Tempo de Ocorrência; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Tabela 9 - Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de aproveitamentos de energia do mar

Energia das ondas - <i>Offshore</i>			
Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias / Projetos / Programas
Transporte marítimo de equipamentos	Perturbação da navegação e pesca locais	C	Utilização do "Aviso aos Navegantes" Sinalização adequada
Distorção estética	Poluição visual (dependendo da distância de instalação dos equipamentos)	C/O	-
Instalação e operação dos equipamentos	- Interferência com flora e fauna marinha - Interferência com atividades turísticas - Interferência com atividade pesqueira - Risco à navegação	C/O	Compensação monetária Recuperação de áreas degradadas Criação de Unidades de Conservação Utilização do "Aviso aos Navegantes" e registro em cartas náuticas Sinalização adequada

Legenda: TO - Tempo de Ocorrência; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Tabela 10 - Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de aproveitamentos de energia do mar

Usina maremotriz			
Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias / Projetos / Programas
Ocupação do solo pelo canteiro de obras	- Interferência com população local - Interferência com flora e fauna - Produção de ruído e poeira - Erosão do solo - Alteração do uso do solo - Emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo	C	Compensação monetária ou permuta de áreas Utilização de sistemas anti-poeiras Recuperação de áreas degradadas Regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias
Transporte de equipamento pesado	- Poluição sonora - Perturbação do trânsito local	C	Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de pico
Movimentos migratórios causados pela construção da usina	- Aumento da demanda por serviços públicos, habitação e infra-estrutura de transporte - Alteração da organização sócio-cultural e política da região - Aumento das atividades econômicas da região com possível posterior retração após o término do empreendimento.	C/O	Apoio na construção do Plano Diretor do Município Adequação das infra-estruturas de habitação, educação e transporte Gestão institucional
Distorção estética	Poluição visual	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
Construção e operação da usina	- Alteração e/ou destruição de ecossistemas dos estuários - Interferência com flora e fauna - Alteração da movimentação da água - Mudança no regime de transporte de sedimentos	C/O	Compensação monetária Recuperação de áreas degradadas Criação de Unidades de Conservação

Legenda: TO - Tempo de Ocorrência; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Tabela 11 - Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de aproveitamentos de energia do mar

Correntes marinhas e de maré			
Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias / Projetos / Programas
Transporte marítimo de equipamentos	Perturbação da navegação e pesca locais	C	Utilização do "Aviso aos Navegantes" Sinalização adequada
Distorção estética	Poluição visual (dependendo da distância de instalação dos equipamentos)	C/O	-
Instalação e operação dos equipamentos	- Interferência com flora e fauna marinha - Mudança no regime de transporte de sedimentos - Interferência com atividades turísticas - Interferência com atividade pesqueira - Risco à navegação	C/O	Compensação monetária Recuperação de áreas degradadas Criação de Unidades de Conservação Utilização do "Aviso aos Navegantes" e registro em cartas náuticas Sinalização adequada

Legenda: TO - Tempo de Ocorrência; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

5. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética

Nesta seção, são abordados os impactos associados com a cadeia completa de produção energética a partir das outras fontes. O objetivo primordial desta abordagem é de ilustrar a gama de rejeitos e emissões que devem ser considerados em qualquer comparação entre as diversas fontes de energia. São indicadas, sempre que possível, as características básicas e valores aproximados das grandezas envolvidas, devendo-se sempre tomar em consideração que as quantidades de rejeitos e emissões por unidade de energia elétrica produzida

podem ser reduzidas significativamente com a evolução da tecnologia e com melhoria de práticas operacionais, mesmo para empreendimentos já existentes.

■ 5.1. A necessidade de consideração dos impactos da cadeia energética

Embora a geração de energia elétrica por meio de outras fontes seja apenas uma etapa da cadeia energética de cada combustível, é fundamental que os impactos da cadeia energética completa sejam considerados na comparação de todas as opções possíveis.

Sendo o setor elétrico responsável diretamente por essa geração, este se torna indiretamente responsável pelos eventuais impactos de toda a cadeia energética. Assim, não só o gerenciamento de emissões, efluentes e resíduos, que são de responsabilidade direta do setor elétrico, devem ser considerados, mas também os impactos da cadeia energética completa que podem afetar a sociedade como um todo.

■ 5.2. Impactos da cadeia energética

As cadeias energéticas – fóssil, nuclear e energias renováveis – apresentam várias opções tecnológicas, cada uma delas produzindo uma gama de rejeitos e efeitos socioeconômicos. A cadeia de produção energética a partir de outras fontes (eólica, solar, do mar e hidrogênio) inclui várias etapas que variam de acordo com a tecnologia empregada, podendo, no entanto, ser generalizada no seguinte:

■ 5.2.1. Energia eólica

• Produção e montagem dos equipamentos aerogeradores

A fabricação e montagem dos equipamentos aerogeradores é uma atividade industrial que pode gerar emissões atmosféricas, resíduos e efluentes. Como medida mitigadora, deve ser implementado um Programa de Controle da Poluição que gerencie essas emissões, preconizando a minimização na geração, o tratamento e controle no gerenciamento e a reutilização e reciclagem de materiais.

• Disposição dos equipamentos geradores ao final da vida útil do empreendimento

O descomissionamento do parque eólico vai gerar uma gama de materiais usados que vão precisar ser destinados corretamente. Os equipamentos utilizados no empreendimento devem ser encaminhados, sempre que possível, para processos de reutilização e reciclagem. Não sendo possível, devem ser encaminhados para Aterros Industriais devidamente licenciamentos pelos órgãos ambientais competentes.

■ 5.2.2. Energia solar

• Produção das células fotovoltaicas

A produção das células fotovoltaicas constitui a etapa que, durante todo o ciclo de vida do equipamento, produz maiores impactos locais. Este fato resulta, essencialmente, da utilização de diversos materiais perigosos para o meio ambiente, para a saúde e para a segurança. Deve ser implementado um Programa de Saúde Ocupacional para os trabalhadores que lidam com esse tipo de material.

Em consequência do processo de fabricação das células fotovoltaicas apresentar uma eficiência reduzida, são produzidas quantidades significativas de resíduos sólidos. Alguns destes resíduos, principalmente os compostos de arsênio e cádmio, são perigosos e requerem um manuseamento e deposição controlados. Como medida mitigadora, devem ser implementados processos de reciclagem e disposição em Aterro Industrial,

devidamente licenciado pelo órgão ambiental competente, dos resíduos perigosos cuja reciclagem não seja possível.

- Disposição das células fotovoltaicas

Contrariamente aos módulos de silício, a toxicidade associada ao cádmio levanta algumas preocupações no que diz respeito à deposição dos módulos de CdTe. A incineração em centrais inadequadas pode conduzir a emissões atmosféricas de cádmio. A deposição não controlada em aterro pode resultar na lixiviação de cádmio, o que acarreta impactos negativos nos ecossistemas e saúde pública, no caso de ocorrer contaminação das águas de consumo humano. No entanto, nos módulos fotovoltaicos, o cádmio está presente na forma insolúvel, em concentrações muito baixas (inferiores a 10 g/m²) e com fraca acessibilidade, sendo, portanto, de esperar que os níveis de lixiviado em aterro sejam reduzidos. O recolhimento dos módulos, associados a sistemas de médio e grande porte, pode não apresentar grande dificuldade, o mesmo não se podendo afirmar para pequenas aplicações, principalmente localizados em áreas remotas.

A desativação destes sistemas implica também na eliminação das baterias, usadas para armazenamento de energia nos sistemas autônomos. Estas, comparativamente com os dispositivos fotovoltaicos, apresentam um menor tempo de vida útil (2 a 3 anos), e, na ausência de uma deposição adequada ou de reciclagem, o armazenamento das baterias usadas, principalmente das baterias do tipo ácido de chumbo, pode constituir um perigo no que diz respeito à contaminação dos solos. Como medida mitigadora, devem ser implementados programas de reciclagem.

■ 5.2.3. Energia do mar

- Produção e montagem dos equipamentos geradores

A fabricação e montagem dos equipamentos geradores é uma atividade industrial que pode gerar emissões, resíduos e efluentes. Como medida mitigadora, deve ser implementado um Programa de Controle da Poluição que gerencie essas emissões, preconizando a minimização na geração, o tratamento e controle no gerenciamento e a reutilização e reciclagem de materiais.

- Disposição dos equipamentos geradores ao final da vida útil do empreendimento

O descomissionamento do empreendimento vai gerar uma gama de materiais usados que vão precisar ser destinados corretamente. Os equipamentos utilizados no empreendimento devem ser encaminhados, sempre que possível, para processos de reutilização e reciclagem. Não sendo possível, devem ser encaminhados para Aterros Industriais devidamente licenciamentos pelos órgãos ambientais competentes.

■ 5.2.4. Energia do hidrogênio

- Mineração da Platina / Paládio

Hoje, uma das grandes preocupações para com o desenvolvimento das células a combustível é a disponibilidade e o preço da platina, um excelente catalisador para células a combustível de baixa temperatura. A platina é rara e ainda não há para ela um substituto equivalente e viável. O paládio, que também pode ser usado nas células a combustível, é tão raro e caro quanto a platina (GOMES NETO, 2005). Diante disso, a reciclagem da platina é de extrema importância, processo pelo qual pode-se recuperar até 98% do metal de uma célula a combustível ao final de sua vida útil.

A platina pertence à família dos metais nobres. É um metal estável quimicamente, relativamente mole,

o que permite uma deformação mecânica fácil. A maior parte deste raro metal utilizado em todo o mundo é proveniente da África do Sul (70%) e da Rússia (22%). As reservas da África do Sul são suficientes para mais 50 anos, caso a demanda cresça 5% ao ano (GOMES NETO, 2005).

O custo da platina equivale a 3% de todo o sistema de célula a combustível, que inclui não apenas as células, mas também os sensores, compressores de gases e sistemas eletrônicos de controle de temperatura, água, energia, etc (GOMES NETO, 2005).

A atividade de mineração pode causar alteração no uso do solo, destruição da cobertura vegetal, perturbação da fauna e flora, erosão, assoreamento de corpos hídricos, emissão de poeira e particulados, emissão de gases por veículos pesados encarregados do transporte de insumos e do minério. Como medidas mitigadoras sugere-se a adoção das melhores técnicas e práticas disponíveis visando a menor perturbação ao ambiente, a recuperação de áreas degradadas, implantação de programas de reflorestamento e criação de Unidades de Conservação (UC).

- Produção do hidrogênio

Para isolar o hidrogênio a partir da água (eletrólise) ou de algum hidrocarboneto (reforma), é necessária uma reação endotérmica que, para ocorrer, utiliza calor fornecido pela queima de parte dos hidrocarbonetos. No caso da eletrólise, o processo é isento de emissões atmosféricas no local, mas essa emissão pode ser realocada para a usina geradora de energia elétrica se esta utilizar um combustível fóssil como fonte primária (TOLMASQUIM, 2003). A Tabela 12 apresenta as emissões de CO₂ para alguns processos de produção de hidrogênio.

Tabela 12 – Emissões de CO₂ para diferentes processos de produção de hidrogênio

Processo de produção de hidrogênio	Emissões de CO ₂ (kg/m ³ H ₂)	Emissões de CO ₂ (kg/kg H ₂)
Eletrólise (fontes fósseis)	2,6	28,9
Reforma a vapor (gás natural)	0,8	8,9
Craqueamento de metanol	1,2	13,4

Fonte: STOLL, 2000 apud TOLMASQUIM, 2003.

Se um combustível fóssil for utilizado como fonte primária de energia, haverá emissão de poluentes como SO_x (na quantidade presente no combustível fóssil), NO_x (dependendo da quantidade de ar atmosférico utilizado no processo de combustão) e também outros poluentes presentes em quantidades menores. O ideal seria utilizar fontes primárias renováveis, como a energia solar e eólica, para reduzir de forma bastante significativa essas emissões. Se a energia for de origem hidrelétrica, é necessário considerar as emissões de CO₂ e CH₄ dos reservatórios. No caso de uso da biomassa para produção de energia, a quase totalidade do CO₂ emitido pela queima foi consumido pela planta na sua fase de crescimento, ou seja, o balanço de emissões é praticamente nulo (TOLMASQUIM, 2003).

- Disposição das células e baterias

Devido à presença do catalisador metálico, a disposição das células e baterias deve ser efetuada de forma cuidadosa evitando, com isso, a contaminação do solo ou dos recursos hídricos. Devem ser implementados Programas de Reciclagem de metais, para aproveitamento da Platina e do Paládio utilizados.

6. Benefícios socioambientais

As energias renováveis são, muitas vezes, a única opção para o atendimento a comunidades em regiões isoladas. Porém, a instalação de um sistema para a produção de energia deve ser vinculada a uma atividade produtiva, para que a comunidade possa criar meios de manter o sistema em funcionamento e não fique dependente de programas assistencialistas.

Como será discutido adiante, o uso das outras fontes por países em desenvolvimento é uma oportunidade de reduzir a dependência externa de petróleo, além de criar localmente uma atividade produtiva. Além disso, são tecnologias que não emitem poluentes atmosféricos como os gases de efeito estufa (GEE).

O emprego das outras fontes para a produção de energia elétrica implica em vários benefícios socioambientais, conforme descritos a seguir.

■ 6.1. Benefícios associados à energia eólica

- Produção de energia elétrica a partir de uma fonte renovável;
- Não emite poluentes atmosféricos;
- Não consome combustível;
- Abundante - a Associação Européia de Energia Eólica (EWEA) estima que, com políticas adequadas, a energia eólica poderia suprir 10% da energia mundial até o ano 2020 (DWIA, 2002; EWEA, 2003);
- Permite que o terreno ocupado pelos parques eólicos seja utilizado para outros fins, por exemplo, para uso agrícola;
- Está entre os sistemas de produção de energia elétrica mais seguros;
- Baixo impacto ambiental;
- Prazo curto de instalação;
- Criação de postos de trabalho com a implantação, operação e manutenção dos parques eólicos (DWIA, 2003; DWIA, 2004);
- Contribui para desenvolvimento socioeconômico permitindo acesso à energia elétrica de comunidades isoladas do sistema elétrico interligado.

■ 6.2. Benefícios associados à energia solar

Os sistemas fotovoltaicos apresentam uma série de vantagens (ELETROBRÁS, 2004; INETI, 2001 e RODRÍGUEZ, 2002):

- Produção de energia elétrica a partir de uma fonte renovável;
- Não emite poluentes atmosféricos;
- Não consome combustível;
- Abundante;
- Fonte de energia silenciosa;
- Baixo impacto ambiental;
- Prazo curto de instalação;
- Criação de postos de trabalho com a implantação, operação e manutenção dos parques fotovoltaicos;
- Contribui para desenvolvimento socioeconômico permitindo acesso à energia elétrica de comunidades isoladas do sistema elétrico interligado.

■ 6.3. Benefícios associados à energia do mar

Energia das ondas

- Produção de energia elétrica a partir de uma fonte renovável;
- Não emite poluentes atmosféricos;
- Não consome combustível;
- Abundante;
- Está entre os sistemas de produção de energia elétrica mais seguros;
- Criação de postos de trabalho com a implantação, operação e manutenção dos equipamentos;
- Contribui para desenvolvimento socioeconômico permitindo acesso à energia elétrica de comunidades isoladas do sistema elétrico interligado.

Usina maremotriz

- Produção de energia elétrica a partir de uma fonte renovável;
- Não emite poluentes atmosféricos;
- Não consome combustível;
- Está entre os sistemas de produção de energia elétrica mais seguros;
- Criação de postos de trabalho com a implantação, operação e manutenção dos equipamentos;
- Contribui para desenvolvimento socioeconômico permitindo acesso à energia elétrica de comunidades isoladas do sistema elétrico interligado.

Correntes

- Produção de energia elétrica a partir de uma fonte renovável;
- Não emite poluentes atmosféricos;
- Não consome combustível;
- Baixo impacto ambiental;
- Prazo curto de instalação;
- Abundante;
- Está entre os sistemas de produção de energia elétrica mais seguros;
- Criação de postos de trabalho com a implantação, operação e manutenção dos equipamentos;
- Contribui para desenvolvimento socioeconômico permitindo acesso à energia elétrica de comunidades isoladas do sistema elétrico interligado.

■ 6.4. Benefícios associados à energia do hidrogênio

- Produção de energia elétrica a partir de uma fonte renovável;
- Não emite poluentes atmosféricos;
- Permite o armazenamento e transporte de energia, atuando como vetor energético;
- Promove o crescimento econômico, desenvolvimento e criação de empregos em diversas áreas, desde o setor rural na produção de combustíveis renováveis até em áreas urbanas com diversas aplicações industriais.

7. Indicadores de sustentabilidade

■ 7.1. Princípios básicos para o desenvolvimento de critérios e indicadores de sustentabilidade para energia de outras fontes

A proposta aqui apresentada visa desenvolver um conjunto de critérios e indicadores de sustentabilidade para balizar a discussão entre os diversos segmentos sociais e econômicos envolvidos nos empreendimentos de geração de energia a partir de outras fontes, nas suas dimensões sociais, ambientais e econômicas.

Entende-se neste texto como critérios de sustentabilidade um conjunto de definições de diferentes aspectos que devem ser considerados, de forma complementar e interdependente, na avaliação de empreendimentos, conjugados a metas e princípios que se pretende alcançar para o desenvolvimento sócio-ambiental do país e de suas diferentes populações.

Entende-se por indicadores de sustentabilidade parâmetros que possam ser utilizados como medida do cumprimento destes critérios.

Para a definição dos critérios e indicadores partem-se dos seguintes princípios:

a) Princípio da visão de um futuro sustentável

Os empreendimentos devem ser analisados quanto à sua sustentabilidade a partir de uma visão de futuro para o país, o que vai além da análise de projetos específicos. A questão da produção de energia, mesmo que de forma renovável, não pode ser vista dissociada de um contexto e do desejo de desenvolvimento de um novo modelo de sociedade, que contemple o fortalecimento da agroecologia e da agricultura familiar como modelo transformador e auto-suficiente em alimentos e energia; o uso prudente e eficiente dos recursos naturais; a melhoria da distribuição de renda; o controle social sobre o que se produz e o como se produz; a descentralização da produção e consumo e o menor impacto negativo possível sobre os biomas naturais.

Em relação aos biomas, dado o avançado estágio de degradação da Mata Atlântica, do Cerrado e dos Campos Sulinos e a aceleração dos processos de degradação de outros biomas como o da Floresta Amazônica, quaisquer novos empreendimentos não os devem ameaçar. Pelo contrário, devem contribuir para sua recuperação, de maneira que as próximas gerações possam usufruir destes biomas.

b) Princípio da justiça ambiental

A justiça ambiental deve ser tomada como princípio básico da sustentabilidade, o que implica pensar o acesso democrático aos recursos naturais e a imposição do menor ônus possível das consequências do

desenvolvimento econômico às populações pobres, sejam urbanas, rurais ou étnicas. Isto porque se trata de construir uma sociedade sustentável, e não meramente de avaliar a viabilidade ou sustentabilidade de projetos voltados a interesses econômicos restritos. Para isto, as ações ou medidas de cunho político ou econômico que visam o desenvolvimento devem ser ancoradas em objetivos de longo prazo e no uso dos recursos naturais de forma sustentável, sempre promovendo a equidade, o respeito às diferenças sociais, de gênero e culturais.

c) Princípio do interesse social

Segundo o qual os empreendimentos de geração de energia devem, acima de tudo, visar à inclusão social e ao acesso à energia e não aos interesses específicos de setores econômicos energo-intensivos.

d) Princípio da autonomia

Segundo o qual os empreendimentos devem contribuir para a autonomia energética das comunidades e dos povos, para a inovação tecnológica, a utilização de tecnologias apropriadas, a transferência de tecnologia, o desenvolvimento de tecnologias nacionais por meio da aplicação dos recursos existentes de Ciência, Tecnologia e Informação e para a promoção da descentralização da geração de energia.

e) Princípio da avaliação prévia

Parte-se do princípio que a sustentabilidade de projetos com impactos relevantes deve ser avaliada quanto a seus aspectos individuais e cumulativos antes mesmo de se iniciar sua avaliação econômica, financeira, institucional e técnica.

f) Princípio de economia ecológica

É necessário que os limites ecológicos à economia, aí consideradas as atenuações resultantes dos progressos tecnológicos, sejam respeitados e considerados nos modelos de desenvolvimento que venham a ser adotados. O objetivo de lucro no curto prazo deve ser substituído por aqueles que visem o desenvolvimento alicerçado no uso prudente e eficiente dos recursos naturais. Os fluxos materiais e energéticos desnecessários, característicos da atual economia globalizada, devem ser evitados, dando lugar aos sistemas sócio-econômicos descentralizados e diversificados com maior potencial de auto-suficiência e com capacidade de integração solidária aos sistemas e povos vizinhos, que não implique exploração dos mesmos para a satisfação de suas demandas econômicas.

■ 7.2. Critérios e indicadores específicos para sustentabilidade da energia de outras fontes

■ 7.2.1. Tipos de indicadores

Durante os últimos anos, tem-se discutido intensamente o tema da sustentabilidade das diversas fontes de energia e procurado estabelecer parâmetros de avaliação por meio de indicadores apropriados. Várias publicações técnicas disponíveis na literatura mundial sobre o assunto têm fixado indicadores de natureza mais ampla, mais ligados aos aspectos macro e socioeconômicos, bem como alguns mais específicos que podem ser aplicados às diversas fontes energéticas (IEA/OECD, 2005).

Entre os primeiros, pode-se citar a utilização de energia per capita, o número de lares atendidos por ener-

gia elétrica, a importação líquida de energia. Entre os segundos, pode-se citar o custo da produção de energia, a disponibilidade no país do combustível considerado, a emissão de poluentes e gases de efeito estufa de cada cadeia energética, a produção de resíduos e rejeitos por unidade de energia gerada, o uso da terra por unidade de energia produzida, etc. Embora o primeiro tipo de indicadores seja importante para se avaliar o desempenho de um sistema energético como um todo, os resultados são consequência do “mix” atingido pelo sistema nos limites de certo horizonte, e não se enquadram no escopo deste trabalho.

Por outro lado, os indicadores do segundo tipo são pertinentes para a análise “a priori” de todas as fontes energéticas, e foram aplicados especificamente para a produção de energia a partir do carvão mineral. Optou-se por, na medida do possível, utilizar os mesmos indicadores sugeridos para a análise da fonte nuclear, de forma a permitir, em um momento posterior, a comparação entre as diversas fontes.

■ 7.2.2. Indicadores ambientais

Os indicadores ambientais podem ser divididos em três temas principais: Atmosfera, Água e Solo (IEA/OECD, 2005). Cada um destes três temas principais pode ser subdividido em subtemas, como se segue.

Atmosfera: mudanças climáticas e qualidade do ar. Para estes subtemas as questões principais estão relacionadas a acidificação, impactos na camada de ozônio e outras emissões que afetam a qualidade do ar de áreas urbanas e emissão de gases de efeito estufa.

Água: a qualidade da água é, em geral, afetada pela descarga de contaminantes, em especial nas atividades de mineração.

Solo: a qualidade dos solos deve ser considerada além da sua importância como espaço físico e relevo. O solo deve ser considerado como um importante recurso, junto com os recursos hídricos, essencial para a agricultura e como habitat para as diversas espécies de plantas e animais. As atividades de produção de energia podem resultar na degradação e acidificação dos solos.

Emissões de gases de efeito estufa (GEE) e poluição do ar

O principal impacto ambiental positivo da produção de energia de origem eólica, solar, do mar ou por hidrogênio se deve ao fato de, contrariamente ao que acontece com as energias convencionais, não estar associada à emissão de poluentes atmosféricos (CAMARGO, 2005).

O cálculo da taxa de emissões associadas à produção de eletricidade a partir de uma usina de queima de carvão, óleo ou gás é relativamente acessível, porém são variáveis dependendo de determinados fatores, tais como a eficiência da central, as medidas de controle de poluição, o regime de operação e a composição do combustível (IEA, 1998). A Tabela 13 apresenta alguns valores observados na Europa para usinas a óleo.

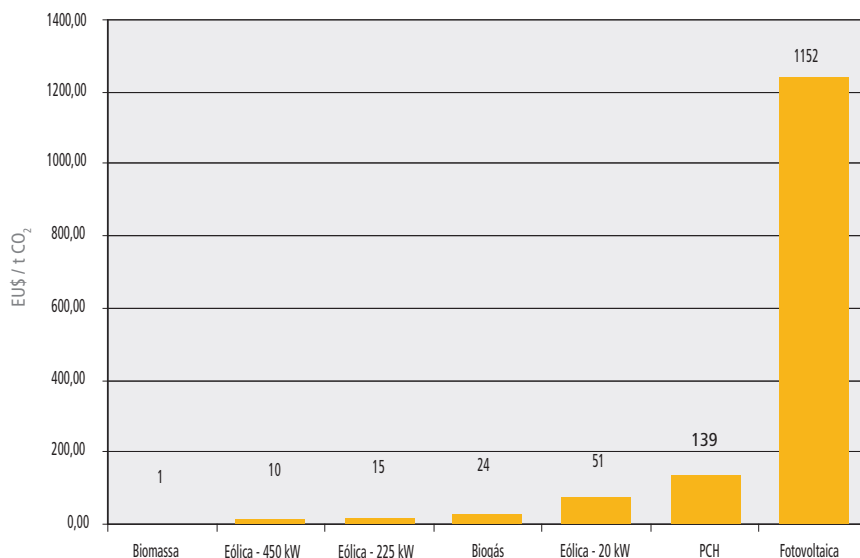
Tabela 13 – Emissões associadas à produção de eletricidade a partir de usina térmica a óleo

Poluente	Holanda (g/kWh)	Reino Unido (g/kWh)	Dinamarca (g/kWh)
CO ₂	872	936 - 1079	850
SO ₂	0,38	14 - 16,4	2,9
NO _x	0,89	2,5 - 5,3	2,6
Cinzas	-	-	55
Material Particulado	-	-	0,1

Fonte: IEA, 1998.

Atualmente, as emissões específicas em centrais de queima de combustíveis fósseis têm registrado um declínio, em função da melhor eficiência e uso de equipamentos menos poluentes. A produção de eletricidade a partir da energia eólica representa uma das opções “mais baratas”, em termos da redução das emissões de CO₂ (Figura 12 e Tabela 14).

Figura 12 – Custo resultante da redução das emissões para diferentes energias renováveis



Fonte: EWEA, 2004.

Uma turbina eólica moderna com a potência de 600 kW, localizada numa zona com ventos moderados, evita, em comparação com as fontes convencionais e em função de fatores como o regime de ventos, 20.000 a 36.000 toneladas de CO₂ durante o tempo de vida útil de 20 anos.

Tabela 14 – Emissões de CO₂ (t/GWh) para diferentes tecnologias de geração de energia

Tecnologia	Extração do Combustível	Construção	Operação	Total
Térmica a carvão	1	1	962	964
Térmica a óleo	-	-	726	726
Térmica a gás	-	-	484	484
Geotérmica	<1	1	56	57
PCH ¹	N/A	10	N/A	10
Nuclear	2	1	5	8
Eólica	N/A	7	N/A	7
Fotovoltaica	N/A	5	N/A	5
GCH ²	N/A	4	N/A	4
Solar	N/A	3	N/A	3
Biomassa	-1509	3	1346	-160

¹ PCH – Pequena Central Hidroelétrica ² GCH – Grande Central Hidrelétrica N/A – Não se aplica

Fonte: IEA, 1998.

Das tecnologias que apresentam menores taxas de emissão, apenas os aproveitamentos hidrelétricos são competitivos, em nível comercial. No entanto, tem se constatado que esses empreendimentos, quando inundam grandes áreas com quantidade significativa de biomassa, podem provocar a liberação de gases de efeito estufa, principalmente o metano (CH₄), que apresenta um potencial de aquecimento global 50 vezes superior ao CO₂. A Tabela 15 sintetiza algumas das emissões evitadas pela geração de energia eólica durante o ano de 2003 e projeções das quantidades de emissões que poderiam ser evitadas no mundo se o desenvolvimento da energia eólica se processar de acordo com as previsões (e objetivos para a União Européia - UE) da European Wind Energy Association – EWEA para os anos 2010 e 2020 (EWEA, 2004).

Tabela 15 – Emissões evitadas pela energia eólica

Ano	Potência Inst.	Produção	Emissões Evitadas/kWh			Emissões Evitadas Acumulada / kWh		
			CO ₂	SO ₂	NO _x	CO ₂	SO ₂	NO _x
	(GW)	(TWh)	(10 ⁶ t)	(10 ³ t)	(10 ³ t)	(10 ⁶ t)	(10 ³ t)	(10 ³ t)
2003	40,3	84,7	50,8	58,4	74,6	50,8	58,0	74,6
2010	197	537	260	286,0	364,5	1.065	1217	1564
2020	1.245	3.054	1.832	1.805,0	2.303,3	1.832	2093	2690

Fonte: EWEA, 2004.

As emissões de CO₂ resultantes de centrais térmicas na UE em 1992 foram de 973 milhões de toneladas. De acordo com um cenário bastante conservador, tal valor poderá aumentar para 1195 milhões de toneladas de CO₂, por ano, em 2020. Se os objetivos preconizados pelo EWEA para a energia eólica fossem atingidos, seria possível uma redução de 11% nas emissões de CO₂ no ano 2020 (EWEA, 2004).

Atualmente cada toneladas de CO₂ absorvida ou evitada está sendo negociada a US\$ 6,00. A previsão para os próximos 10 anos é que esse valor chegue a atingir US\$ 20,00 /t (CAMARGO, 2005).

Uso de material, energia e produção de rejeitos

As turbinas eólicas repõem rapidamente a energia consumida nas fases de manufatura, instalação, manutenção e desativação das centrais. De acordo com um estudo dinamarquês, elaborado em 2002 pela associação de construtores de turbinas eólicas, estima-se que a recuperação da energia consumida durante

a fase de construção de um parque eólico ocorra em 3 ou 4 meses. Este estudo utilizou um modelo (“*input-output*”) publicado pela Agência Central de Estatística Dinamarquesa que calcula a energia gasta em todos os componentes e em todas as etapas da cadeia produtiva de uma turbina eólica. Na Tabela 16 apresenta-se uma estimativa da energia requerida por uma turbina eólica típica com 600 kW, durante o período de vida útil esperado de 20 anos (DWIA, 2002).

Tabela 16 – Energia consumida ao longo das diferentes fases de uma turbina eólica de 600 kW

Processo	Energia (MWh)
Fabricação	528
Instalação	137
Operação e Manutenção	215
Sucata (uso)	145
Sucata (recuperação)	-204
Total	821

Fonte: DWIA, 2002.

Considerando os valores da tabela anterior, a energia consumida por uma turbina eólica de 600 kW seria recuperada em aproximadamente 3 meses. O transporte das turbinas eólicas para locais afastados daqueles onde são produzidas altera, de forma pouco significativa, os valores apresentados anteriormente. Se uma turbina eólica com o peso de 65 t for transportada de barco num percurso de 10.000 milhas (aproximadamente 6.250 km), verifica-se um aumento em apenas 1,5 na energia consumida, em comparação com a situação não requerendo transporte (DWIA, 2002).

É importante registrar que a energia eólica não produz resíduos perigosos e que o risco de ocorrência de acidentes graves é considerado nulo. Contrariamente ao que acontece com a produção de energia elétrica a partir de fontes convencionais, a energia eólica é uma fonte de energia endógena, segura, sustentável e inesgotável, contribuindo, desta forma, para o aumento da diversidade e segurança no abastecimento de energia (CAMARGO, 2005).

Uso da terra

A geração de energia através de outras fontes implica na utilização de grandes áreas.

De uma forma simplificada, estima-se que as necessidades de terra para cada GW de capacidade instalada (incluindo, no caso de geração a carvão e nuclear, as necessidades de mineração e de todo o ciclo do combustível), para algumas fontes de energia são as seguintes:

Carvão e nuclear: 1-10 km²

Solar: 20-50 km²

Eólica: 50-150 km²

Biomassa: 4.000-6.000 km²

Em comparação com a energia hidráulica que inviabiliza as áreas atingidas pelo reservatório, as áreas das fazendas eólicas podem ser utilizadas pela agricultura e pecuária (CAMARGO, 2003).

■ 7.2.3. Indicadores socioeconômicos

Esgotamento das reservas de combustível

As energias eólica, solar e do mar possuem a característica de serem inesgotáveis.

Atualmente, a maior parte dos métodos de produção de hidrogênio envolve a utilização de combustíveis fósseis, como o gás natural, ou a eletricidade. Se o hidrogênio for utilizado para armazenar energia, e depois liberado através de um processo controlado, como ocorre com as células a combustível, faz sentido produzir o hidrogênio através de um método que produza o mínimo de poluentes e desperdício. Este método é a eletrólise da água. Melhor ainda se a eletricidade vier de uma fonte renovável (GOMES NETO, 2005).

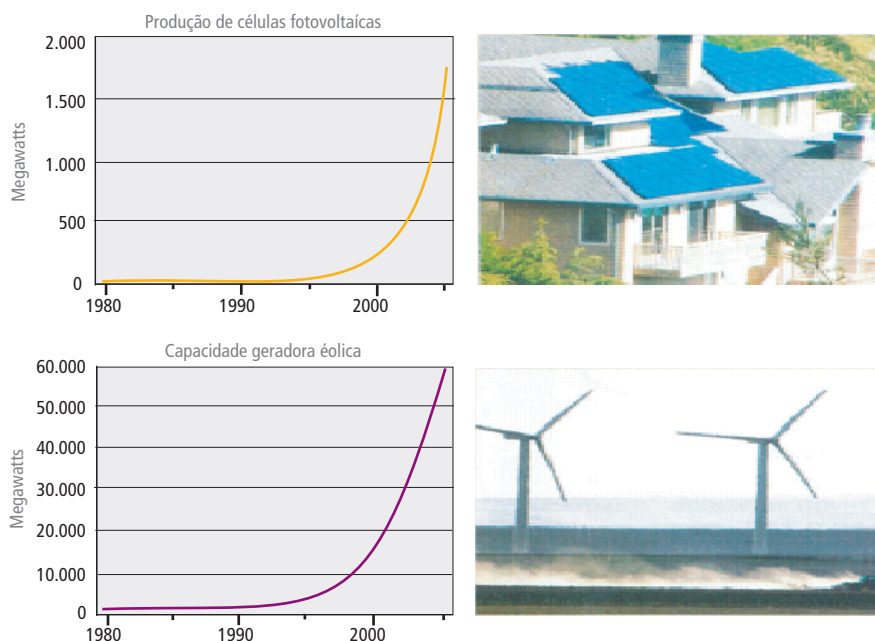
Quanto à utilização do gás natural para produção de hidrogênio, fazem-se necessárias algumas considerações. O gás natural de origem fóssil, embora menos poluente, não é um recurso renovável. Segundo estimativa apresentada por Gomes Neto (2005), existem reservas comprovadas de 315 milhões de metros cúbicos que, somadas a atual produção, atendem a demanda pelos próximos 20 anos. A partir daí, seria necessário importar o gás, como já é feito atualmente da Bolívia e da Argentina, ou utilizar outras fontes energéticas, preferencialmente as renováveis.

Crescimento e participação

Energia eólica e solar estão se tornando competitivas no mercado, mas permanecem secundárias se comparadas a fontes de combustíveis fósseis como carvão, gás natural e petróleo. A Figura 13 apresenta o crescimento dessas fontes, em nível mundial.

Os fornecedores de energia renovável terão de superar diversos obstáculos tecnológicos, econômicos e políticos para ter uma fatia de mercado que rivalize com a dos combustíveis fósseis. Para competir com usinas a carvão, por exemplo, os preços das células solares precisam continuar caindo.

Figura 13 – Crescimento da produção de células fotovoltaicas e capacidade geradora eólica



Fonte: Scientific American Brasil, nº 55 (adaptado).

8. Custos socioambientais

8.1. Considerações iniciais

Os custos e benefícios totais das atividades econômicas frequentemente não são calculados. Os processos de tomada de decisão consideram os custos e benefícios privados, mas, na maioria das vezes, ignoram uma série de custos e benefícios adicionais, conhecidos como externalidades, com os quais a sociedade arca. Um exemplo gritante de externalidade está nos danos causados pela poluição. A contabilização dos custos totais das atividades econômicas é um possível passo na busca de estratégias para se chegar a um desenvolvimento sustentável (ROSILLO-CALLE et al., 2005).

Em geral, o valor econômico de impactos ambientais de fontes de energia elétrica não é internalizado no custo total de usinas. Existem dois métodos de internalizar externalidades ambientais: (i) estimando os valores dos custos de controle e (ii) estimando valores monetários de custos de degradação (FURTADO, 1996).

Custos de controle representam o valor monetário da proteção ambiental, isto é, eles representam quanto a sociedade tem de pagar para evitar os impactos ambientais. Como afirmado por Wolf:

“Quando os custos de controle são usados para representar externalidades ambientais, existe uma suposição explícita que os reguladores estabeleceram padrões ambientais de modo que os custos da regulação igualam aproximadamente os benefícios. Em outras palavras, supõe-se que os reguladores estabelecem padrões ambientais no ponto onde os custos de degradação são aproximadamente iguais aos custos de controle. Isto pressupõe que os reguladores são bem informados e livres de restrições, inclusive políticas, ao estabelecerem padrões ambientais.” (WOLF, 1992; p.4).

Neste método, os custos internalizados usualmente referem-se às medidas de mitigação dos efeitos ou medidas de prevenção da ocorrência dos efeitos. Estes custos são também conhecidos como custos de controle e de mitigação. Custo de controle é o custo de evitar os efeitos ambientais, enquanto o custo de mitigação é o custo de gerir ou aliviar os efeitos ambientais (COMASE 1994). O termo custo de mitigação é usado quando não existe uma ação na causa do impacto, tentando reduzi-lo. As medidas objetivam apenas conviver com ou mitigar os impactos. Por outro lado, quando as medidas visam reduzir os efeitos ambientais, agindo diretamente nas fontes poluidoras, seus custos são chamados custos de controle.

A segunda abordagem, de custos de degradação, se baseia na avaliação econômica da degradação causada (FURTADO, 1996). Esta medida avalia o efeito ambiental como uma perda econômica devido aos impactos causados pelo projeto. Os custos de degradação representam o benefício à sociedade em se evitar estas externalidades, ou seja, representam o benefício monetário da proteção ambiental.

Exceto quando o nível de controle é considerado ótimo, o uso dos custos de controle para quantificar o dano ambiental em geral apresenta erros de super ou sub-estimativa. Teoricamente, não existem dúvidas de que os custos de degradação geram melhores estimativas das externalidades ambientais do que os custos de controle. No entanto, a sua determinação apresenta um elevado grau de incerteza.

■ 8.2. Custos socioambientais e externalidades

As tecnologias modernas empregadas na maior parte das opções energéticas foram desenvolvidas de modo a minimizar os danos ambientais. Contudo, os riscos de danos à saúde e meio ambiente não podem nunca serem reduzidos a zero para qualquer opção energética.

Os empreendimentos que utilizam outras fontes de energia – eólica, solar, do mar e hidrogênio – são os que apresentam os menores custos ambientais pois não gastam combustíveis, não produzem emissões aéreas, efluentes ou resíduos na sua fase de operação

Um dos estudos disponíveis, no momento, é o projeto ExterneE, em desenvolvimento há cerca de uma década, que estabeleceu metodologias para estimar os impactos do setor elétrico em termos de custos externos ou externalidades, ou seja, aqueles custos não incluídos diretamente nas tarifas mas que a sociedade arca de alguma maneira. Um resumo comparativo destas externalidades é apresentado na Tabela 17, em termos de Euro/MWh (ExterneE, 1998).

Tabela 17 - Custos das Externalidades

Tipo de geração elétrica	Externalidades (Euro/MWh)	Externalidades (US\$/MWh)
	(as faixas cobrem diferentes tecnologias e países)	(as faixas cobrem diferentes tecnologias e países)
Carvão e lenhito	20 a 150	26,2 a 196,4
Óleo	30 a 110	39,3 a 144,0
Gás	10 a 40	13,1 a 52,4
Nuclear	2 a 7	2,6 a 9,2
Biomassa	10 a 30	13,1 a 26,2
Eólica	0,5 a 2,5	0,7 a 3,3
Hidrelétrica	1 a 10	1,3 a 13,1

Fonte: European Commission, 2003

Nota: conversão utilizando a taxa Euro x Dólar = 1,3094 (24.11.06).

A Tabela 18 apresenta a variação dos valores das externalidades obtidos em alguns estudos para a energia eólica e solar (os valores das externalidades associadas aos impactos das mudanças climáticas são apresentados entre parênteses).

Tabela 18 – Externalidades (centavos de dólar/kWh) da energia^a eólica e solar

Estudo	Energia Eólica	Energia Solar
Hohmeyer (1988)	5,9 – 13,0	7,2 – 18,0
Friedrich e Voss (1993)	0,02 – 0,4	0,05 – 1,2
Ottinger et al. (1990)	0 – 0,1	0 – 0,5
RCG-Tellus (1995)	0,001	-
Pearce (1995 a, b)	0,02 – 0,07 (0,005)	0,1 (0,005)
CEC (1998a)	0,05 – 0,5	0,08 – 1,1 (0,03 0 1,0)

a - Os valores entre parênteses indicam a contribuição da externalidade da mudança climática ao valor da externalidade fornecido. Os valores em *itálico* representam benefícios ambientais.

b - Dados apresentados por Lee (1996).

Fonte: ROSILLO-CALLE et al., 2005.

9. Desenvolvimento tecnológico em médio prazo

■ 9.1. Energia eólica

O desenvolvimento apresentado nas últimas décadas pela tecnologia de conversão de energia eólica é significativo. Os sistemas eólicos estabeleceram-se nos EUA e na Europa por intermédio de uma indústria sólida e evoluíram no projeto, na construção e na operação, o que resultou numa redução dos custos (KAZAY e LEGY, 2001).

A popularidade do uso da energia eólica sempre flutuou com o preço de combustíveis fósseis. Quando os preços do combustível caíram depois da Segunda Guerra Mundial, o interesse pela energia eólica diminuiu. Mas no início da década de 70, com a crise mundial do petróleo, houve novamente um grande interesse de países europeus e dos Estados Unidos em desenvolver equipamentos para produção de eletricidade que ajudassem a diminuir a dependência do petróleo e carvão. Mais de 50.000 novos empregos foram criados e uma sólida indústria de componentes e equipamentos foi desenvolvida (CAMARGO, 2005).

Atualmente, a indústria de turbinas eólicas vem acumulando crescimentos anuais acima de 30% e movimentando cerca de 2 bilhões de dólares em vendas por ano (USD OE, 2003). A situação atual da energia eólica no mundo, segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos – USD OE está mostrada na Tabela 19.

Tabela 19 – Os dez países com maior potência eólica instalada

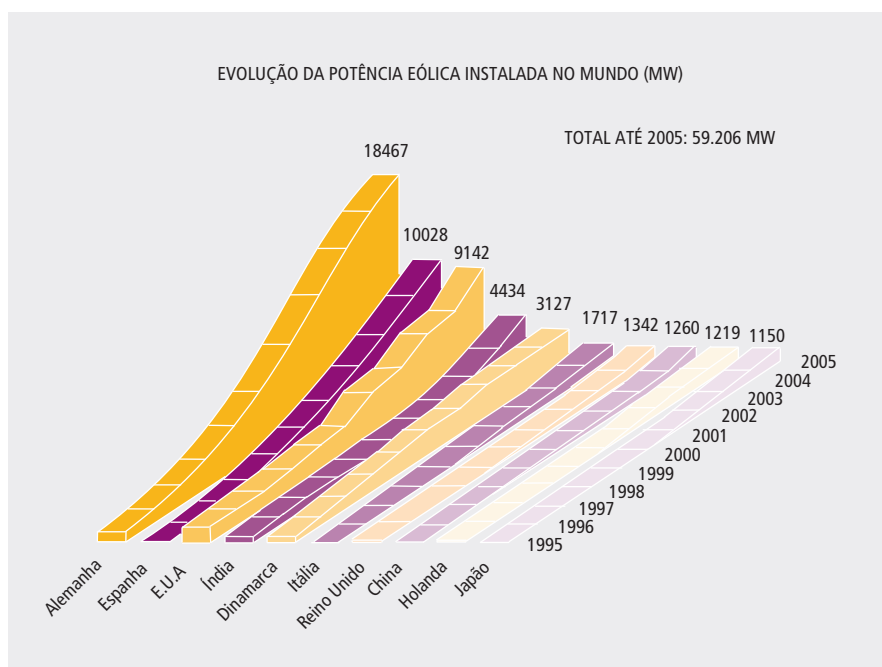
País	Potência instalada até 2004 (MW)	Potência instalada até 2005 (MW)
Alemanha	16628	18427
USA	6752	9142
Espanha	8263	10028
Dinamarca	3118	3127
Índia	2983	1717
Itália	1265	4434
Netherland	1078	1219
Reino Unido	897	1342
China	764	1260
Japão	940	1150
Outros	4886	7362
Total	47574	59206

Fonte: Windpower, Abril 2006.

Os relatórios anuais da Associação Dinamarquesa da Indústria Eólica (Danish Wind Industry Association – DWIA) apresentam alguns números sobre o desenvolvimento da energia eólica na Europa, que são listados na Figura 14. A Dinamarca, em 1997, conseguiu um recorde anual com a instalação de 533 novas turbinas no seu território gerando 300 MW. Isto contribui para um total de 4850 turbinas eólicas, que equivale a 7% de toda a energia consumida pela Dinamarca.

Em 2003, a indústria dinamarquesa de turbinas eólicas apresentou também uma produção significativa com uma venda total de 3200 MW (DWIA, 2004).

Figura 14 – Crescimento da capacidade instalada mundial de energia eólica



Fonte: Windpower, Abril 2006.

A energia eólica no Brasil apresenta um panorama de desenvolvimento bem diferente dos outros tipos de energias alternativas, já possuindo maturidade tecnológica e escala de produção industrial. Esta maturidade foi resultado de significativos investimentos em P&D e uma política de criação de mercado através de políticas de incentivos em vários países, especialmente na Alemanha, Dinamarca, EUA, e mais recentemente na Espanha, entre outros. Hoje essa tecnologia está prestes a ser tornar economicamente viável para competir com as fontes tradicionais de geração de eletricidade (CAMARGO, 2005).

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cata-ventos múltiplos para bombeamento d'água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado (CAMARGO, 2005).

A principal região favorável à utilização da energia eólica no país é o Nordeste. Para impulsionar o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, é necessária a definição de políticas públicas, de leis que a incentivem e de linhas de financiamento. No campo da política, foi criado o Programa Pró-eólica pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, que garante a compra, a bons preços, de até 1.050 MW (KAZAY e LEGEY, 2001).

Tem sido dirigida grande atenção para o Estado do Ceará por este ter sido um dos primeiros locais a realizar um programa de levantamento do potencial eólico através de medidas de vento com modernos anemógrafos computadorizados. Entretanto, não foi apenas na costa do Nordeste que áreas de grande potencial eólico foram identificadas. Minas Gerais, Paraná e Rio Grande do Sul, por exemplo, têm centrais eólicas, com excelentes condições de vento, afastadas da costa e em funcionamento (CAMARGO, 2005).

Atualmente, a capacidade instalada no Brasil está em torno de 137 MW (Tabela 20), com turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas à rede elétrica. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas - bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural (ANEEL, 2006).

Existem oportunidades de melhoramentos tecnológicos bem identificados internacionalmente que deverão levar ainda a reduções de custo e permitem estabelecer metas bastante ambiciosas para instalação de sistemas de geração nos próximos 30 anos (WACHSMANN e TOLMASQUIM, 2002; JANNUZZI, 2003).

Tabela 20 – Potência eólica instalada no Brasil

	Ano	n.	kW	Total kW	Local
1	1993	1	75	75	F. Noronha - PE
2	1994	4	250	1.000	Camelinho - MG
3	1996	4	300	1.200	Fortaleza - CE ¹
4	1996	1	30	30	Olinda - PE
5	1997	4	10	40	Ilha do Marajó - PA
6	1999	10	500	5.000	Taíba - CE
7	1999	20	500	10.000	Prainha - CE
8	1999	5	500	2.500	Palmas - PR
9	1999	1	225	225	Olinda - PE
10	2000	1	225	225	F. Noronha - PE
11	2002	4	600	2.400	Fortaleza - CE ²
12	2002	1	600	600	Bom Jardim - SC
13	2003	8	600	4.800	Água Doce - SC
14	2004	3	600	1.800	Macau - RN
15	2006	15	600	9.000	Água Doce - SC
16	2006	62	800	49.600	Rio do Fogo - RN
17	2006	25	2000	50.000	Osório -RS
	Total	140	-	137.295	-

Fonte: ANEEL, 2006.

No desenvolvimento dos projetos eólicos, o Brasil conta com a participação de diversos grupos nacionais de universidades e grupos estrangeiros, especialmente da Alemanha e Dinamarca. Já existe a produção de turbinas eólicas no país. As áreas identificadas para um programa de P&D em energia eólica são:

- a) o desenvolvimento de máquinas para situações específicas no Brasil, observando o regime de ventos e melhoria de eficiências;
- b) consolidação de dados de potencial eólico;
- c) integração de parques eólicos ao sistema interligado (JANNUZZI, 2003).

■ 9.2. Energia solar

Para aplicações terrestres, dentre os diversos semicondutores utilizados para a produção de células solares fotovoltaicas destacam-se, por ordem decrescente de utilização, o silício cristalino (c-Si); o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H ou simplesmente a-Si); o telureto de cádmio (CdTe) e compostos relacionados ao disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂ ou CIS) e ao disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInGaSe₂ ou CIGS). Neste último, aparecem elementos altamente tóxicos (Cd, Te, Se) ou muito raros (Ga, Te, Se, In, Cd), ou ambos (INETI, 2001).

A indústria fotovoltaica apresenta uma média de crescimento de 15% ao ano. Em termos absolutos, no entanto, a produção anual de painéis solares ainda é insignificante, tanto no contexto energético mundial, como em relação aos níveis de produção mundial de células fotovoltaicas necessárias para que o seu potencial de redução de custos seja realizado (CAMARGO, 2005).

Várias instituições de pesquisa e universidades brasileiras realizam intenso trabalho de pesquisa no campo da modelagem da radiação solar e transferência radiativa vinculada à pesquisa climática. A Universidade de São Paulo, através de seu Instituto de Astronomia e Geofísica (USP/IAG), tem trabalhado ativamente na parametrização das propriedades radiativas de aerossóis e nuvens objetivando o aprimoramento dos modelos

climáticos. O INPE/CPTEC (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais/Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos) possui também um modelo de transferência radiativa, GL 1.0, que emprega imagens do satélite GOES-E no espectro visível e infravermelho para prover diária, semanal e mensalmente gráficos solares horizontais globais com resolução em solo de aproximadamente 12 km x 12 km para algumas regiões selecionadas do Brasil (Sul-Sudeste e Nordeste) com propósitos climatológicos. O LABSOLAR (Laboratório de Energia Solar) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) desenvolveu, em colaboração com o INPE e o GKSS (Alemanha), o modelo BRASIL-SR que é coerentemente utilizado na avaliação de recursos de energia solar no Brasil (SWERA, 2006).

No Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica (CB-Solar), na PUCRS, estão em desenvolvimento novas tecnologias de módulos fotovoltaicos eficientes, compostos por células solares, que convertem a energia solar em elétrica. As pesquisas pretendem contribuir para a universalização do acesso à energia elétrica e os módulos estarão disponíveis para comercialização a órgãos governamentais e empresas interessadas em industrializá-los.

O primeiro Atlas de Radiação Solar de Superfície por técnica de satélite no Brasil foi publicado em 1998 através de um acordo de colaboração entre UFSC, INPE e INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). Ele fornece a mais compreensível avaliação da radiação solar de superfície sobre um plano horizontal para o Brasil, baseada no modelo de transferência radiativa física espectral validada em solo. O BRASIL-SR utiliza dados de satélite como entrada, médias diárias, mensais e anuais de dados de radiação horizontal global, fornecidos em resolução de $0.5^\circ \times 0.5^\circ$, juntamente com informações sobre variabilidade e zonas climáticas. O algoritmo emprega dados digitais do satélite GOES-8 no canal visível (0.52 a $0.72 \mu\text{m}$). Uma nova versão deste modelo foi desenvolvida pelo INPE e está agora em processo de validação (SWERA, 2006).

No que concerne a dados solares de estações de superfície, o CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito) disponibilizou através da Internet um software que dá ao usuário acesso a um banco de dados de médias diárias de radiação solar horizontal global para o território brasileiro, baseadas na interpolação de 350 estações de superfície do CENSOLAR-1993. Esse banco de dados foi extensivamente utilizado para implementação do projeto PRODEEM. Nesta mesma linha, a Universidade de Pernambuco, através de seu grupo de pesquisa de Fontes Alternativas de Energia (FAE), publicou em 1996 um Atlas Solar do Brasil baseado na compilação interpolada de aproximadamente 30 anos de dados de superfície da rede de actinógrafos e piranômetros do INMET (cerca de 571 estações de superfície) (CRESESB, 2006).

O Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da Universidade Federal de Santa Catarina possui intensa capacitação em pesquisa e aplicação de energia solar e avaliação de recursos de energia. O LABSOLAR tem duas estações BSRN/WMO (Baseline Surface Radiation Network — World Meteorological Organization), uma em Santa Catarina, sul do Brasil, e outra em Balbina, norte do Brasil, na região amazônica. Ambas são estações de radiação solar de primeiro grau, produzindo dados de radiação direta, global e difusa no plano horizontal para a extensão espectral solar visível e infravermelha, juntamente com diversas variáveis meteorológicas de interesse. O LABSOLAR controla quatro outros sítios de radiação no estado de Santa Catarina e instalará, dentro em breve, três sítios adicionais na região amazônica em colaboração com o governo alemão. Estas estações são principalmente utilizadas como sítios de validação para o modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, desenvolvido conjuntamente com o INPE. Entre outras instalações direcionadas à pesquisa e desenvolvimento tecnológico dos projetos de energia solar, é importante mencionar as instalações para

calibração dos pireliômetros e piranômetros. Em parceria com o INPE, o LABSOLAR organiza e hospeda um arquivo histórico de imagens do Brasil dos satélites METEOSAT (1994-95) e GOES-8 (1996 à 2003) no alcance espectral visível e infravermelho. Em 1998, o LABSOLAR lançou o primeiro Atlas de Radiação Solar do Brasil derivado de satélite, em colaboração com o INPE e INMET e está preparando uma versão atualizada desse Atlas (LABSOLAR, 2000).

■ 9.3 Energia do mar

A primeira usina de ondas para a geração de energia elétrica das Américas vai funcionar no Ceará com recursos da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), que participará com 50% dos R\$ 3,5 milhões necessários ao projeto. O volume de recursos, ainda em estudo, contempla a instalação de um projeto-piloto com monitoramento pelo prazo de dois anos. O projeto está sendo coordenado pelo programa de Engenharia Oceânica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ, 2005).

O desenvolvimento da tecnologia para a implantação do projeto envolve, além da COPPE/UFRJ, a Eletrobrás em parceria com o governo do Ceará e já passou da fase de testes. O próximo passo será a implantação do protótipo que prevê a instalação de duas células no Terminal Portuário do Pecém em São Gonçalo do Amarante, permitindo monitorar, acompanhar o desempenho, aprimorar a tecnologia e passar ao estágio comercial. A proposta envolve a geração de 50 kW no total, volume que permite abastecer uma pequena fábrica ou atender 20 famílias. A pesquisa consumiu, até agora, cerca de R\$ 600 mil, recursos financiados pela Eletrobrás e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), além dos recursos aplicados pela COPPE, envolvida no projeto desde 2001 (ESTEFEN, 2005).

Dois laboratórios de grande porte da COPPE estão conduzindo os estudos - o de Tecnologia Submarina e o Tanque Oceânico. A equipe de Engenharia Oceânica trabalha no desenvolvimento da tecnologia para a usina - estruturada para comportar 20 módulos, no prazo de 2 anos, criando estrutura para 500 kW de potência instalada - com suporte em pesquisa associada à produção de petróleo. O processo envolve a movimentação de flutuadores pelas ondas do mar que, por meio de braços mecânicos, acionam bombas hidráulicas da usina. Essas bombas captam água tratada de um reservatório, através de uma tubulação em circuito fechado, alimentando um vaso de pressão, com acumulador hidropneumático. Esse conjunto fornece um jato d'água numa pressão equivalente a de uma queda d'água de 500 metros de altura e aciona a turbina hidráulica que, acoplada a um gerador, produz eletricidade. A tecnologia é 100% nacional e, no segundo estágio, a equipe vai trabalhar junto com a Universidade Federal do Ceará (UFC), encarregada de acompanhar a monitoração dos equipamentos do protótipo e dos dados ambientais adquiridos, no período de 24 meses. Além disso, vai contribuir na definição das fundações no quebra mar, onde será instalada a unidade. A usina apresenta flexibilidade para aplicações ao longo da costa e tem condições de suprir comunidades em ilhas isoladas (ESTEFEN, 2005).

■ 9.4. Energia do hidrogênio

Em novembro de 2002, foi criado o Programa Brasileiro de Sistemas de Células a Combustível (PROCaC), coordenado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), por meio do Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE). O objetivo é estabelecer um programa em células a combustível, de âmbito nacional, visando organizar e conduzir as ações de P&D (pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico, pesquisa aplicada e

pesquisa estratégica) em torno desse tema. A instituição de um programa nesse caso é bastante recomendada em face da grande complexidade do problema e das múltiplas áreas de conhecimento que estão envolvidas no seu equacionamento. Isso requer a criação de um conjunto articulado de projetos de P&D e de engenharia com o objetivo de desenvolver a tecnologia de produtos, processos ou sistemas de interesse. Para o desenvolvimento dos projetos, serão mobilizados recursos humanos e materiais de entidades públicas e privadas, tais como empresas, universidades, institutos de pesquisa tecnológica, empresas de engenharia e outras, por meio de vínculos contratuais. Para melhor conduzir o programa e atingir os objetivos propostos, as entidades participantes deverão atuar na forma de redes cooperativas de pesquisa (VICHÍ e MELLO, 2003).

No campo das células a combustível (CaCs) de eletrólito polimérico, pesquisas vem sendo realizadas nos Institutos de Química de São Paulo e São Carlos da Universidade de São Paulo (USP), no Instituto de Química da Universidade Federal de São Carlos (UFSCar), no Laboratório de Hidrogênio do Instituto de Física da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), no Instituto de Pesquisas em Energia Nuclear (Ipen), entre outros (VICHÍ e MELLO, 2003).

Uma das áreas mais promissoras para aplicações de células a combustível atualmente no Brasil é a de sistemas de produção de energia elétrica de 5 kW a 200 kW, para atender especialmente aos casos de cargas essenciais, isto é, consumidores que necessitam de suprimento de energia elétrica com alto grau de confiabilidade. Esses consumidores são formados por empresas de telecomunicações, bancos, centros de pesquisa, hospitais, aeroportos, entre outros. Para essas finalidades, existem apenas dois produtores de membranas comerciais atuando no mercado mundial, embora já existam muitos fornecedores de MEAS (MEA, do inglês Membrane Electrode Assembly) internacionalmente (cerca de dez). Porém, ainda há espaço para que se desenvolvam esforços visando: ao aperfeiçoamento da arquitetura interna da célula; a um melhor controle dos fluxos de calor, gases e água; a montagem do conjunto de MEAs; ao aperfeiçoamento dos eletrodos e materiais, à produção em série a baixo custo, entre outros. O Brasil também dispõe de recursos humanos e tecnologia provenientes das experiências nacionais na área de energia nuclear com os mesmos tipos de materiais apropriados para as células de óxido sólido, cujos regimes de operação exigem materiais resistentes à corrosão e que possam operar a altas temperaturas. O desenvolvimento tecnológico nessa área pode gerar divisas ao país por meio da exportação de materiais e know-how, por exemplo, especialmente por que o estágio de desenvolvimento desse tipo de célula no mundo é menos avançado que nas células de eletrólito polimérico (VICHÍ e MELLO, 2003).

As companhias de energia estão atentas e já começam a investir e desenvolver equipamentos de geração tais como as células a combustível, bem com equipamentos para produção, armazenamento, distribuição e construção de postos de hidrogênio (GOMES NETO, 2005).

Outras empresas do segmento de energia também estão investindo em pesquisa neste campo. A Petrobras, por exemplo, está estudando as células a combustível que usam o gás natural como fonte de hidrogênio (GOMES NETO, 2005).

Em dezembro de 1993, foi estabelecido um convênio entre o Ministério de Minas e Energia (MME), a Companhia Elétrica de São Paulo (Cesp), a Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos (EMTU/SP) e a Universidade de São Paulo (USP), visando desenvolver um projeto-piloto de produção de hidrogênio eletrolítico para uso no transporte coletivo urbano. A Cesp passou a ser posteriormente representada pela AAE – Agência de Aplicação de Energia – e, com seu fechamento em maio de 1999, não foi substituída (VICHÍ e MELLO, 2003).

Um dos principais objetivos desse convênio é estimular e/ou promover o aprimoramento tecnológico e de engenharia desse combustível no Brasil, de forma a permitir, a partir da produção em escala industrial, a construção de veículos para transporte com custos competitivos (VICHÍ e MELLO, 2003).

Em 1994, foi dado início ao Projeto *Environmental Strategy for Energy: Hydrogen Fuel Cells for Brazil* (ESSE/HB), implementado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, ligado ao Ministério das Minas e Energia, com recursos do *Global Environmental Facility* (GEF), liberados por meio do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD. Com as modificações havidas no Ministério devido à Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, a condução desse programa passou ao DDE – Departamento de Desenvolvimento Energético (VICHÍ e MELLO, 2003).

A restrição à sua maior utilização é o preço elevado dos veículos movidos a células a combustível. Atualmente, um ônibus a hidrogênio custa aproximadamente US\$ 2 milhões, enquanto um ônibus a diesel custa US\$ 53 mil e um ônibus a gás custa US\$ 75 mil, considerando os padrões brasileiros. A estimativa é que, atingida a escala industrial, os ônibus fiquem cerca de 10% mais caros que os *trolleybuses*. Há que se considerar, porém, que a vida média de um ônibus comum é de cinco anos, enquanto os elétricos, como os de células a combustível, têm vida média de 20 anos (VICHÍ e MELLO, 2003).

Células a Combustível e Hidroeletricidade

Uma possibilidade de inovação tecnológica de desenvolvimento sustentável para o aumento da capacidade de geração de energia elétrica utilizando hidroeletricidade é a utilização da tecnologia das células a combustível. Segundo Cantão (2006), duas formas de utilização se apresentam no momento, quais sejam:

a. Utilização da rede elétrica para produção de hidrogênio e uso em células a combustível

Trata-se do desenvolvimento de modalidade de geração distribuída baseada no uso de eletricidade da rede para produção local de hidrogênio e conversão em células a combustível.

O uso de eletricidade para produção de hidrogênio por eletrólise da água e o consumo do gás em células a combustível apresenta um grande obstáculo: a eletrólise e a posterior conversão do hidrogênio em eletricidade são duas etapas com perda de energia, resultando em um processo global pouco eficiente. Portanto, o uso de hidrogênio eletrolítico não é competitivo com a rede de distribuição. Porém, o hidrogênio pode ser uma alternativa para armazenamento de energia.

b. Células a combustível acopladas a pequenas centrais hidroelétricas

Trata-se do desenvolvimento de sistemas compostos por eletrolisadores e células a combustível, ligados a subestações de PCH's, para produção, armazenagem e utilização de hidrogênio.

É viável o desenvolvimento de sistema de célula a combustível alimentada com hidrogênio eletrolítico, para acoplamento e operação em paralelo a uma PCH.

Considerando uma estimativa conservadora de apenas 9 horas de operação fora do pico, a 70% da capacidade, e uso de eletrolisador e célula a combustível convencional, a utilização do hidrogênio eletrolítico permitirá aumentar a energia disponível em 5% e a potência no pico em 8%.

O benefício técnico será a operação em curva de carga constante e aumento da capacidade de geração no período de alta demanda, pela soma da potência da PCH e do sistema de células a combustível.

10. Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL)

■ 10.1. Considerações iniciais

A Convenção sobre Mudanças Climáticas é um acordo das Nações Unidas para estabilizar os gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera a um nível que impeça a ocorrência de mudanças climáticas danosas. Foi convocada na Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (UNCED) realizada no Rio de Janeiro, em 1992. Até hoje, 186 países ratificaram a Convenção.

Para implantá-la, foi criado um protocolo na cidade de Kyoto, em 1997. O aspecto mais importante do Protocolo de Kyoto consiste no compromisso legal assumido por 39 países desenvolvidos no sentido de reduzir suas emissões de GEE em 5,2%, em média, abaixo dos níveis de 1990. Esse nível de emissão deve ser alcançado no período 2008–2012, denominado o “primeiro período de compromisso”. Os países desenvolvidos que possuem metas de redução de emissão são chamados de países do Anexo 1, ao passo que os que não têm metas são os países Não-Anexo 1. O Protocolo de Kyoto permite que os países desenvolvidos alcancem suas metas de diferentes formas, através dos “Mecanismos de Flexibilidade”. Dentre esses mecanismos, destacam-se o Comércio de Emissões (comércio de cotas de emissão entre as nações desenvolvidas), a Implementação Conjunta (transferência de cotas de emissão entre as nações desenvolvidas vinculadas a projetos específicos de redução de emissão) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

O MDL é o único mecanismo de flexibilidade que envolve os países em desenvolvimento. Os principais objetivos do MDL são diminuir o custo global de redução de emissões de gases lançados na atmosfera e que produzem o efeito estufa e, ao mesmo tempo, também apoiar iniciativas que promovam o desenvolvimento sustentável em países em desenvolvimento. Esses objetivos simultâneos refletem a necessidade de ação coordenada entre países desenvolvidos e em desenvolvimento que, apesar de posicionamentos distintos, dividem o objetivo comum de reduzir o acúmulo de GEE.

O princípio básico do MDL é simples. Ele permite que países desenvolvidos invistam nos países em desenvolvimento em oportunidades de redução de baixo custo e que recebam créditos pela redução obtida nas emissões. Os países desenvolvidos podem então aplicar esses créditos nas metas fixadas para 2008-2012, reduzindo assim os cortes que teriam de ser feitos nas próprias economias.

Como muitas das oportunidades de redução de emissões são mais baratas em países em desenvolvimento, isso aumenta a eficiência econômica para alcançar as metas iniciais de redução de emissões de GEE. Como a contribuição das emissões de GEE para as mudanças climáticas é a mesma, independentemente de onde elas ocorram, o impacto no meio ambiente global é o mesmo.

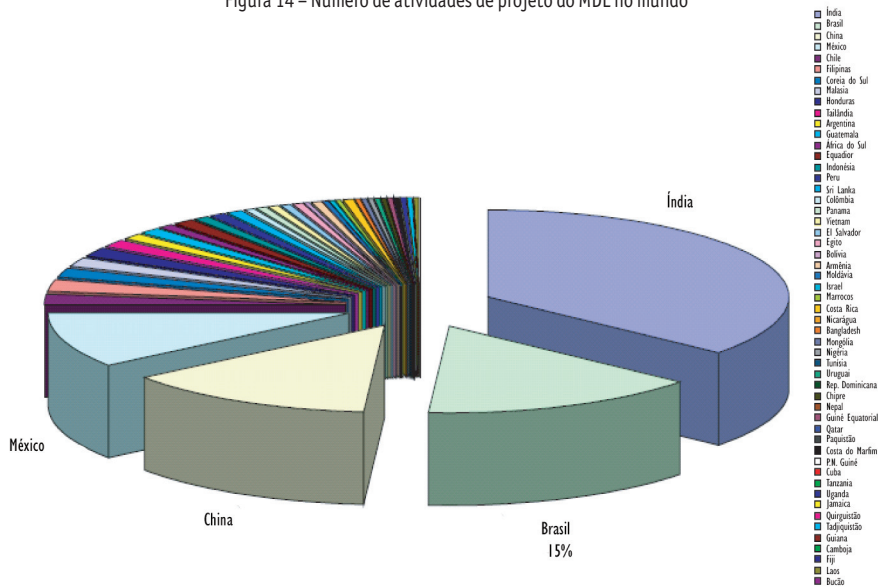
Há uma série de requisitos que devem ser atendidos para elegibilidade dos projetos, tais como:

- participação voluntária;
- contar com a aprovação do país hospedeiro;
- atingir os objetivos de desenvolvimento sustentável do país hospedeiro;
- reduzir as emissões de GEE de forma adicional ao que ocorreria na ausência da atividade de projeto do MDL;
- contabilizar o aumento de emissões de GEE que ocorram fora dos limites da atividade de projeto e que sejam mensuráveis e atribuíveis a essas atividades;
- levar em consideração a opinião de todos os atores que sofrerão os impactos das atividades do projeto;
- não causar impactos colaterais negativos ao meio ambiente local;

- proporcionar benefícios mensuráveis, reais e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima;
- estejam relacionados aos gases e setores definidos no Anexo A do Protocolo de Kyoto ou se refiram às atividades de projetos de reflorestamento e florestamento.

A Figura 14 apresenta o status atual das atividades de projeto em estágio de validação, aprovação e registro. Como pode ser visto, o Brasil ocupa o segundo lugar, com 193 projetos (15%), sendo que em primeiro lugar encontra-se a Índia, com 460 e, em terceiro, a China, com 175 projetos (Status atual das atividades de projeto no âmbito do MDL no Brasil e no mundo - MCT, 2006).

Figura 14 – Número de atividades de projeto do MDL no mundo



Fonte: Status atual das atividades de projeto no âmbito do MDL no Brasil e no Mundo - MCT, 2006.

10.2. Oportunidades para as energias de outras fontes

Observando-se as tendências no setor energético, é possível perceber que os próximos anos se caracterizarão por uso diversificado das fontes de energia. A meta de redução dos gases causadores do efeito estufa, bem como a diminuição dos estoques dos combustíveis fósseis, contribui para que as fontes alternativas, especialmente as renováveis e as não-poluente, ganhem um impulso inédito. Por outro lado, o conceito de geração distribuída, que vem sendo cada vez mais difundido na engenharia dos sistemas energéticos, aponta para uma participação crescente das fontes alternativas na geração de eletricidade.

A Tabela 21 apresenta a distribuição das atividades de projeto no país. Verifica-se que 26% estão na área de geração elétrica.

Tabela 21 – Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto

Projetos na CIMGC	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de créditos	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de créditos
Geração Elétrica	36	2.284.713	17.322.802	26%	10%	10%
Cogeração com Biomassa	51	2.486.835	17.503.738	37%	11%	10%
Substituição de Combustíveis	8	555.821	4.104.695	6%	3%	2%
Disposição e manejo de dejetos	20	1.652.643	16.313.797	14%	7%	10%
Indústria Química	1	17.137	119.960	1%	0%	0%
Aterros sanitários	20	8.965.007	67.278.510	14%	40%	40%
Redução de N ₂ O	1	5.961.165	41.728.155	1%	27%	25%
Recuperação de metano	1	241.576	2.415.758	1%	1%	1%
Total	138	22.164.897	166.787.415	100%	100%	100%

Projetos em Validação/Aprovação	Números de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de créditos	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito
Geração Elétrica	44	2.502.251	18.949.098	23%	10%	10%
Cogeração com Biomassa	61	3.259.820	22.579.903	32%	13%	12%
Substituição de Combustíveis	14	1.588.297	11.402.253	7%	6%	6%
Disposição e manejo de dejetos	22	1.749.102	17.176.585	11%	7%	9%
Aterros sanitários	23	9.205.249	68.960.206	12%	37%	37%
Redução de N ₂ O	2	6.043.111	42.301.777	1%	24%	23%
Indústria Química	1	17.137	119.960	1%	0%	0%
Recuperação de metano	17	553.111	5.153.151	9%	2%	3%
Eficiência energética	9	70.700	629.449	5%	0%	0%
Total	193	24.988.778	187.272.382	100%	100%	100%

Fonte: Status atual das atividades de projeto no âmbito do MDL no Brasil e no Mundo - MCT, 2006.

11. Considerações finais

Alguns aspectos devem ser levados em conta na consideração das outras fontes (eólica, solar, do mar e hidrogênio) como alternativas no planejamento da expansão:

- são fontes de energia que contribuem para a manutenção da característica renovável da matriz energética brasileira;
- sua utilização pode reduzir a dependência de combustíveis fósseis, maiores contribuintes de emissões de gases de efeito estufa;
- se caracterizam pelo reduzido impacto ambiental gerado, quando comparadas às demais fontes de energia;
- as outras fontes não geram poluentes atmosféricos, inclusive gases de efeito estufa (GEE);
- podem ser uma alternativa para o atendimento de comunidades de regiões isoladas;
- os principais impactos ambientais gerados pela energia eólica são a ocupação do solo, a alteração da paisagem pela instalação das torres e turbinas, a produção de ruído e a mortandade de pássaros;
- os principais impactos ambientais gerados pela energia solar são a ocupação do solo e a alteração da paisagem pela instalação dos painéis solares;

- o impacto preponderante na instalação e operação de uma usina maremotriz é a perturbação ou destruição de ecossistemas dos estuários e conseqüente perturbação na fauna e flora local;
- os impactos principais gerados pela energia do mar – correntes e ondas *offshore* - são a interferência com a pesca e a navegação;
- quanto aos principais impactos gerados pela energia do mar – ondas *onshore* – pode-se citar a interferência com a população local e interferência com fauna e flora, devido à ocupação do solo pelo canteiro de obras e, após finalização da construção, pelo empreendimento;
- a fabricação das células solares fotovoltaicas produz resíduos perigosos. A disposição final desses equipamentos, ao final de sua vida útil, deve ser realizada de forma cuidadosa;
- as células a combustível utilizam, como catalisador, a platina ou o paládio, que são metais raros mas passíveis de reciclagem;
- o Brasil possui grande potencial eólico, com destaque para a região Nordeste, além de grande potencial solar, devido aos elevados níveis de radiação solar;
- há a necessidade de diminuição de custos para que as outras fontes de energia possam ser competitivas com as termelétricas e hidrelétricas;
- o hidrogênio é apontado por especialistas como o centro da economia mundial dentro de 25 a 35 anos. Porém, para isso ocorrer, muita pesquisa ainda deverá ser desenvolvida;
- o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), preconizado no Protocolo de Quioto, é um dispositivo que deve ser amplamente utilizado para disseminação de outras fontes renováveis para produção de energia.

12. Referências bibliográficas

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. Norma Brasileira Registrada – NBR 10152 - Avaliação do ruído para conforto acústico. Rio de Janeiro, 1987.

AMARANTE, O.A.C.; BROWER, M.; ZACK, J.; DE SÁ, A.L., Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – CEPEL/ELETRONBRAS/MME, Brasília, 2001.

AMARANTE, O.A.C.; SCHULTZ, D.J., Wind Energy of the State of Paraná, Brazil. DEWI Magazin No. 15, August 1999.

AMARANTE, O.A.C.; SCHULTZ, D.J.; BITTENCOURT, R. M.; ROCHA, N.A.; Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil. DEWI Magazin No. 19, August, 2001.

ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2005.

ANEEL. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/15.htm>, acesso em 23.09.06.

ANEEL. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 28.04.04.

BIRDLIFE International. Windfarms and Birds: An analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental criteria and site selection issues. CONVENTION ON THE CONSERVATION OF EUROPE WILDLIFE AND NATURAL HABITATS. Standing Committee - 23rd Meeting – Strasbourg, December 2003. Disponível em <http://www.abcbirds.org/policy/OffShorebirdLifeStudy.pdf>, acesso em 10.10.06.

CAMARGO, A.S.G., Indicadores de sustentabilidade para a geração de energia elétrica. Monografia de Especialização em Engenharia Ambiental. CEFET-PR. Curitiba, 2003.

CAMARGO, A.S.G., Análise da operação das usinas eólicas de Camelinho e Palmas e avaliação do potencial eólico de localidades no Paraná. Dissertação de Mestrado em Tecnologia. CEFET-PR. Curitiba, 2005.

CANTÃO, M., Carteira de Projetos em Células a Combustível e Hidrogênio - proposta de projetos de pesquisa à FINEP, Lactec, PR, 2006.

CASTRO, R.M.G., Controle de Aerogeradores para produção descentralizada. Junho, 1998. Universidade Técnica de Lisboa. IST/DEEC – Instituto Superior técnico – Secção de Energia. Edição 2: Janeiro de 2004. Disponível em <http://enerp4.ist.utl.pt/fapee>, acesso em 25.11.04.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho. Relatório de Desempenho Operacional Período 94/97. Belo Horizonte, Dezembro 1998.

COMASE, Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro, Referencial para Orçamento dos Programas Sócio-Ambientais, Vol. 1 – Usinas Hidrelétricas, 1994.

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução nº 001, de 08 de março de 1990.

COPPE/UFRJ, UFC. Projeto Usina de Ondas Terminal Portuário do Pecém. Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia – Universidade Federal do Rio de Janeiro e Universidade Federal do Ceará. São Gonçalo do Amarante, CE: 2005.

CRESESB/CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Energia Solar. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/solar/apstenergiasolar.htm>, acesso em 09.10.06.

CRESESB/CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Energia Eólica - Princípios e Aplicações. Disponível em http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica.pdf, acesso em 05.10.06.

DWIA. WINDPOWER NOTE. Danish Wind Industry Association Annual Report .No. 27 March 2002. Danish wind industry association. Editor: Søren Krohn, ISSN 1397-1697. Disponível em <http://www.windpower.org>, acesso em 14.10.04.

DWIA. WINDPOWER NOTE. Danish Wind Industry Association Annual Report .No. 29 March 2003. Danish wind industry association. Editor: Søren Krohn, ISSN 1397-1697, Disponível em <http://www.windpower.org>, acesso em 14.10.04.

DWIA. Annual Report of the Danish Wind Industry Association March 2004. Danish Wind industry association. Editor: Bjarne Lundager Jensen, ISSN 1397-1697. Disponível em <http://www.windpower.org>, acesso em 14.10.04.

ELETROBRÁS. Consumo Sustentável: Energia Elétrica - a ordem é economizar. Disponível em <http://www.elektrobras.gov.br/procel>, acesso em 12.11.04.

EPE/MME – Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. Balanço energético nacional: resultados preliminares – ano base 2005. Disponível em http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=7523, acesso em 09.09.06.

EPRI - Electric Power Research Institute. Wave Energy Potential Warrants Further Research and Development. Palo Alto, CA, 02/03/2005. Disponível em <http://www.epri.com/targethigh.asp?program=270686&value=05T084.0&objid=297380>, acesso em 20.09.06.

ESTEFEN, S. F. Ceará investe em usinas de ondas. Programa de Engenharia Oceânica. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ambiente Brasil 06.05.05. Disponível em <http://www.ambientebrasil.com.br>, acesso em 06.05.05.

EWEA. The European Wind Energy Association. Wind Energy – The facts. An analysis of wind energy in the EU-25, 2003. Disponível em <http://www.ewea.org>, acesso em 16.02.05.

EWEA. Wind Force 12: A Blueprint to achieve 12% of the world's electricity from Wind Energy Power by 2020. May 2004. Disponível em <http://www.ewea.org>, acesso em 16.02.05.

External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. EUROPEAN COMMISSION. EUR 20198, 2003.

ExternE - Externalities of Energy. Methodology 2005 Update. Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung . IER Universität Stuttgart, Germany. 2005.

FRERIS, L. L., Wind Energy Conversion Systems. Sydney: Prentice Hall, ISBN 0-13-960527-4, 1990.

FURTADO, R. C., The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil, Tese de Doutorado, Imperial Collage, Universidade de Londres, Londres, UK, 1996.

GARMAN, D. K., Energia renovável e novas tecnologias. Disponível em <http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijep/garman.htm>, acesso em 10.10.06.

GIPE, P., Wind Energy Comes of Age. John Wiley and Sons Inc., ISBN 0-471-10924-X, 1995.

GIPE, P., Wind Power for the Home and Business. Vermont: Chelsea Green Publishing Co., 1993.

GOMES NETO, E. H., Hidrogênio, evoluir sem poluir: a era do hidrogênio, das energias renováveis e das células a combustível. Curitiba: BRASIL H2 FUEL CELL ENERGY, 2005.

GOMES NETO, E. H., Célula combustível. Disponível em <http://www.ambientebrasil.com.br>, acesso em 08.10.06.

HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M., Energia e Meio Ambiente, 3ª ed., São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

IEA – Internacional Energy Agency (IEA). Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables. Paris, 1998.

IEA/OECD. Indicators for Sustainable Energy Development. International Atomic Energy Agency, Vienna, 2005.

INETI – Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação. FORUM “Energias Renováveis em Portugal” - Relatório Síntese. ISBN 972-8646-01-1. Lisboa: ADENE/INETI, 2001. Disponível em http://www.igm.ineti.tvedicoes_online, acesso em 27.05.05.

JANNUZZI, G. M., Uma Avaliação das Atividades Recentes de P&D em Energia Renovável no Brasil e Reflexões para o Futuro. Universidade Estadual de Campinas. Departamento de Energia. International Energy Initiative (Latin American Office). ENERGY DISCUSSION PAPER No. 2.64-01/03. Julho, 2003.

JANSS, G., Bird behavior in and near a wind farm in Tarifa - Spain: Management Considerations. In Proceedings of THE NATIONAL AVIAN-WIND POWER PLANNING MEETING III, pp.110-114, 2000. Disponível em <http://www.nrel.gov>, acesso em 22.02.05.

KAZAY H. F., LEGEY, L. F. L. Fontes alternativas de energia: o que o Brasil tem feito? (CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica / UFRJ). Brasil sempre: revista brasileira de desenvolvimento sustentável. Centro internacional de desenvolvimento sustentável. Fundação Getúlio Vargas: 2001. Disponível em <http://www.insightnet.com.br/brasilsempre/>, acesso em 03.11.04.

LABSOLAR, UFSC. Fontes não Convencionais de energia. As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa, 3a edição, revista modificada e ampliada, 2000.

LEKUONA, J. M., Uso del espacio por la avifauna y control de la mortalidad de aves y murciélagos en los parques eólicos de Navarra durante un ciclo anual. Gobierno de Navarra, Spain, 2001. Disponível em <http://www.iberica2000.org/textos>. Acesso em 25.02.05.

LYSEN. E.H., Introduction to Wind Energy. SWD Steering Committee. Ministry of Development Cooperation, The Netherlands, 1982.

MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia. Energias Alternativas. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/5086.html>, acesso em 10.10.06.

MME - Ministério de Minas e Energia. PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5, acesso em 10.10.06.

MME - Ministério de Minas e Energia. Matriz energética brasileira. Disponível em <http://www.mme.gov.br>, acesso em 23.09.06.

PARK, J., The Wind Power Book. Palo Alto, CA: Cheshire Books, 1981.

RODRÍGUEZ, C. R. C., Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Dissertação de Mestrado. UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, 2002.

ROHATGI J. S.; NELSON V., Wind Characteristics - An Analysis for the Generation of Wind Power, Alternative Energy Institute, Texas – U.S.A., 1994.

ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN, H. Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira. Editora Unicamp, 2005.

Scientific American Brasil, ano 5, Nº 53, outubro de 2006.

SEDA. Sustainable Energy Development Authority. NSW Wind Energy Handbook, 2002. Disponível em <http://www.seda.nsw.gov.au>, acesso em 10.12.04.

Status atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo. Disponível em www.mct.gov.br/upd-blob/10434.pdf. Acesso em 06.11.06.

SWERA. Solar and Wind Energy Resource Assessment. Anexo E: Dados Iniciais sobre Recursos Solares e Eólicos e Atividades de Desenvolvimento de Informação. Disponível em <http://swera.unep.net/swera/index.php?id=58&L=2>. Acesso em 10.10.06.

TOLMASQUIM, M. T. (org.). Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência, RJ, 2003.

USDOE– U.S. Department of Energy. Wind Energy Information Guide. National Renewable Energy Laboratory. Washington, 1996.

USDOE– U.S. Department of Energy. Wind Resource Assessment Handbook. Fundamentals for conducting a successful monitoring program. Albany, NY: AWS. Scientific In, 1997. Disponível em: www.nrel.gov/docs/legosti/fy97/22223.pdf. Acesso em 10.10.06.

USDOE– U.S. Department of Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy. Wind and Hydropower Technologies Program, 2000. Disponível em: <http://www.eere.energy.gov/windandhydro>, acesso em 30.10.04.

USDOE– U.S. Department of Energy. State Wind Working Group Handbook. Energy Efficiency and Renewable Energy – EERE. Wind and Hydropower Technologies. NREL/BK-500-346000, August, 2003. Disponível em <http://win-poweringamerica.gov>, acesso em 01.10.06.

VICHI, F. M.; MELLO, L. F., A questão energética no Brasil. In: HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M., Energia e Meio Ambiente. 3ed. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

WACHSMANN, U.; TOLMASQUIM, M. T., Windpower in Brazil – A transition using the German experience. RIO 02 – World Climate & Energy Event. January 2002.

WALLACE, J. M.; HOBBS, P. V., Atmospheric Science and Introductory Survey. Academic Press, ISBN 1-12-732950-1, 1977.

WINKELMAN, J. E., The impact of the Sep Wind Park near Oosterbierum (Fr.), The Netherlands on birds 3: Flight behavior during daylight. RIN Rep. 92/4. DLO- Instituut voor Bosen Natuuronderzoek. Arnhem, The Netherlands, 1992. 69pp. (Dutch, English summary).

