

**ESTUDO PROSPECTIVO
SOBRE FONTES DE
ENERGIAS ALTERNATIVAS
RENOVÁVEIS E A DEMANDA
FUTURA DE QUALIFICAÇÃO**

n.13

Alexandre d'Avignon

Alberto Villela

Selena Herrera

Brasília 2012



**ESTUDO PROSPECTIVO
SOBRE FONTES DE
ENERGIAS ALTERNATIVAS
RENOVÁVEIS E A DEMANDA
FUTURA DE QUALIFICAÇÃO**

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

DIRETORIA DE EDUCAÇÃO E TECNOLOGIA – DIRET

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor de Educação e Tecnologia

SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL - SENAI

Conselho Nacional

Robson Braga de Andrade
Presidente

SENAI - Departamento Nacional

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor Geral

Gustavo Leal Sales Filho
Diretora de Operações



*Iniciativa da CNI - Confederação
Nacional da Indústria*

ESTUDO PROSPECTIVO SOBRE FONTES DE ENERGIAS ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS E A DEMANDA FUTURA DE QUALIFICAÇÃO

n.13

Alexandre d'Avignon

Alberto Villela

Selena Herrera

Brasília 2012



© 2012. SENAI – Departamento Nacional

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

SENAI/DN

Unidade de Estudos e Prospectiva - UNIEPRO

FICHA CATALOGRÁFICA

De258e

D'Avignon, Alexandre.

Estudo prospectivo sobre fontes de energias alternativas renováveis e a demanda futura de qualificação / Alexandre D'Avignon, Alberto Villela, Selena Herrera. – Brasília: SENAI.DN, 2011. 159p. (Série Estudos Setorial, n.13)

ISBN 978-85-7519-490-4

1. Energias Alternativas 2. Fontes de Energia I. Villela, Alberto II. Herrera, Selena III. Título IV. Série

CDU 620.92

SENAI

Serviço Nacional de
Aprendizagem Industrial
Departamento Nacional

Sede

Setor Bancário Norte
Quadra 1 - Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 - Brasília - DF
Tel.: (0xx61) 3317-9544
Fax: (0xx61) 3317-9550
<http://www.senai.br>

Lista de Gráficos

Gráfico 1	Investimentos totais em energia de fontes alternativas renováveis 2004-2009	18
Gráfico 2	Ciclo de vida das fontes de energia	19
Gráfico 3	Novos investimentos por trimestre entre o 1º de 2007 até o 2º de 2010	20
Gráfico 4	Oferta de Energia no Mundo por Fonte (Mtep)	23
Gráfico 5	Oferta de Energia no Mundo por Fonte em 1973 e 2008 (%)	23
Gráfico 6	Geração e capacidade elétrica renovável global, excluindo-se usinas hidrelétricas de grande capacidade, como parte percentual do total de 2004 a 2009 (%)	25
Gráfico 7	Crescimento mundial estimado dos investimentos em algumas energias de fontes alternativas renováveis (US\$ bilhões) – 2009 a 2019	27
Gráfico 8	Participação regional na capacidade instalada do SIN	34
Gráfico 9	Energia contratada das usinas de bagaço de cana-de-açúcar vencedoras nos leilões de energia nova	35
Gráfico 10	Evolução da Energia Eólica no Mundo desde 1993	45
Gráfico 11	Participação na capacidade instalada em 2008	48
Gráfico 12	Evolução das turbinas eólicas entre 1980 e 2005	51
Gráfico 13	Evolução da Energia Eólica no Brasil	53
Gráfico 14	Eficiência comercial, em laboratório, e teórico de células fotovoltaicas	58
Gráfico 15	Evolução da Capacidade Instalada de Sistemas FV(MW), 2000 a 2009	61
Gráfico 16	Produção mundial de painéis FV em potência disponível, 1980-2009	62
Gráfico 17	Participação de mercado dos principais fabricantes de FV em 2009	64
Gráfico 18	Capacidade Instalada Solar Térmica Total	74
Gráfico 19	Cronograma para eliminação da queima na colheita da cana em áreas	

	mecanizáveis	117
Gráfico 20	Impacto na força de trabalho por conta da mecanização na colheita da cana	119

Lista de Figuras

Figura 1	Regras para exploração de recursos energéticos para geração de energia elétrica em função da capacidade instalada de novo empreendimento de geração	31
Figura 2	Processo global de seleção do PROINFA	38
Figura 3	Estrutura de Custos Genéricos para usinas PCH	90
Figura 4	Mapa tecnológico da indústria “oleoquímica” no Brasil – 2010-2030	129
Figura 5	Desenvolvimento das “biorrefinarias: rota bioquímica” de 2010 a 2030 – Cenário otimista	132

Lista de Tabelas

Tabela 1	Matriz Elétrica Brasileira	14
Tabela 2	Contribuição e possível cenário das energias de fontes alternativas renováveis no mundo (Mtep)	24
Tabela 3	Tendências dos Investimentos Mundiais em Energias de fontes alternativas renováveis (B US\$)	26
Tabela 4	Oferta mundial de empregos (diretos e indiretos) para as fontes solar e eólica	27
Tabela 5	Capacidade instalada no SIN em 31/12/2009	34
Tabela 6	As 10 maiores fabricantes de aerogeradores	47
Tabela 7	Mecanismos de suporte financeiro a energia FV em países da OCDE	60

Tabela 8	Evolução da capacidade Instalada (GW) de FV até 2030, cenário de referência	65
Tabela 9	Potencial de Investimento e Geração de Emprego em Sistemas FV	66
Tabela 10	A Experiência Brasileira com Sistemas Fotovoltaicos Isolados	68
Tabela 11	Ações de médio e curto prazos recomendadas para fomentar indústria de FV	71
Tabela 12	Classificação das PCH, segundo a Resolução N° 394 da ANEEL e Portaria N° 136 do DNAEE	84
Tabela 13	Evolução da Capacidade Instalada Energia Elétrica – PCH	85
Tabela 14	Empreendimentos em Construção (status em 25/10/2010)	86
Tabela 15	Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2010 (não iniciaram construção)	86
Tabela 16	Número de Processos de PCHs na SGH/ANEEL em Agosto de 2010	86
Tabela 17	Potencial de PCH(kW), por região	87
Tabela 18	Tarifa de Equilíbrio em Diferentes Cenários - PCH	89
Tabela 19	Mercado de recapitação e Reativação de PCH no Brasil	92
Tabela 20	Consumo de biomassa e biocombustíveis em 2030 e 2050, segundo diferentes cenários	99
Tabela 21	Panorama das tecnologias de conversão	102
Tabela 22	Empreendimentos em operação na matriz brasileira de energia elétrica – com biomassa como combustível frente ao total	106
Tabela 23	Oferta de biocombustíveis Líquidos no Brasil – 2010-2019	113
Tabela 24	Potencial de geração de empregos de diferentes oleaginosas	121
Tabela 25	Produção potencial de biocombustíveis de segunda geração e número de usinas	127
Tabela 26	Condicionantes futuros do desenvolvimento da indústria óleo química no Brasil	130
Tabela 27	Condicionadores do Desenvolvimento Futuro das biorefinarias com rota bioquímica no Brasil	132

Tabela 28	Comparação entre eficiências de colheitas: o exemplo do biodiesel	134
Tabela 29	Principais processos básicos de pirólise	137

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
2	CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTEXTO MUNDIAL ATUAL DAS FONTES DE ENERGIAS ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS	21
3	MODELO REGULATÓRIO E PERSPECTIVAS DE CRESCIMENTO DAS FONTES DE ENERGIAS ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS NO BRASIL	29
3.1	Energia de reserva	36
3.2	PROINFA	37
3.3	Leilão de fontes alternativas	40
4	EÓLICA	45
4.1	Panorama mundial	45
4.2	Tecnologia	49
4.3	Panorama no Brasil	52
5	ENERGIA SOLAR: STATUS E PERSPECTIVAS NO BRASIL E NO MUNDO	55
5.1	Tipologias	56
5.1.1	<i>Energia solar fotovoltaica</i>	56
5.1.2	<i>Energia termossolar ou heliotérmica</i>	59
5.2	Investimentos e instalações de energia solar elétrica no mundo	60
5.3	Projeções de demanda, investimentos e geração de empregos em FV	64
5.4	Potencial solar e instalações FV no Brasil	67
5.5	Perspectivas para o mercado de FV no Brasil	69

5.6	Energia termossolar: mundo e Brasil	72
5.7	Status global do mercado de aquecimento termossolar	73
5.8	Perspectivas globais do mercado de aquecimento termossolar	75
5.9	Status e perspectivas do mercado de aquecimento termossolar: Brasil	77
5.10	Projetos e leis de incentivo ao uso de sistemas termossolares	78
5.11	Barreiras e oportunidades de expansão do mercado termossolar	79
6	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – STATUS E PERSPECTIVAS PARA O BRASIL	83
6.1	Enquadramento de uma PCH	83
6.2	Potencial global e brasileiro	84
6.3	Capacidade instalada de PCH e investimentos no Brasil	85
6.4	Custos de implantação e geração de uma PCH	88
6.5	Estrutura de custos	90
6.6	Reativação e recapitação de PCH abandonadas	91
6.7	Modelo de negócio e comercialização da energia	92
6.8	Incentivos e políticas	93
6.9	Perspectivas	94
7	BIOMASSA	97
7.1	Panorama mundial	97
7.2	Tecnologia	101
7.3	Panorama no Brasil	104
7.4	Produção de energia elétrica	105
7.5	Bioeletricidade do setor sucroenergético	108
7.6	Biogás	109

7.7	Transporte	112
7.8	Primeira geração de biocombustíveis	113
	7.8.1 <i>Etanol</i>	114
	7.8.2 <i>Biodiesel</i>	120
7.9	H-Bio	125
7.10	Segunda geração de biocombustíveis	126
7.11	Indústria oleoquímica	128
7.12	Biorrefinarias	130
7.13	Algas	133
7.14	Macroalgas	133
7.15	Carvão vegetal	136
7.16	Riscos associados ao pré-sal para o desenvolvimento das fontes de energias alternativas renováveis	140
7.17	Ameaças e oportunidades para o Brasil	146
8	CONCLUSÃO	151
	REFERÊNCIAS	155

1 INTRODUÇÃO

A participação das fontes energéticas alternativas renováveis na matriz energética brasileira pode ser considerada como um caso muito especial entre as experiências mundiais. Diversamente de outros países no mundo, o caso brasileiro é singular, especialmente na matriz elétrica, considerando-se que a nossa principal característica é o fato de que, além de termos uma matriz de base predominante hídrica, o sistema apresenta uma reserva partilhada de porte equivalente à metade da energia consumida em um ano. Apenas para ilustrar esse aspecto, se os reservatórios brasileiros estiverem cheios e os rios afluentes secassem, a energia armazenada equivaleria a aproximadamente seis meses de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). O único sistema de grande porte que apresenta características parecidas é o de Quebec no Canadá, em menores proporções.

A arquitetura do sistema elétrico brasileiro altera as condições de análise da inserção de qualquer tipo de fonte energética alternativa renovável, pois a coerência gira em torno de uma gestão da reserva. Na implantação do sistema atual de comercialização de energia elétrica, o Brasil optou pela adoção de certificados energéticos. A grande parte das fontes não é contratada pela energia produzida, mas sim gerado um atestado a priori a partir de uma simulação da operação numa configuração futura com a presença das pretensas fontes complementares ou não. Assim, a “energia assegurada” de cada usina é calculada, não como a energia efetivamente produzida, mas sim como o efeito da presença dessa energia na gestão da operação de um sistema único geração-transmissão. Portanto a maioria das usinas comercializa uma parcela da energia total do sistema que lhe é atribuída por uma metodologia definida. A Tabela 1 mostra a Matriz Elétrica Brasileira

Tabela 1 - Matriz Elétrica Brasileira

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		890	80.650.419	66,32	890	80.650.419	66,32
Gás	Natural	94	11.244.614	9,25	130	13.025.897	10,71
	Processo	36	1.781.283	1,46			
Petróleo	Óleo Diesel	835	4.008.085	3,30	867	7.041.592	5,79
	Óleo Residual	32	3.033.507	2,49			
Biomassa	Bagaço de Cana	318	6.197.436	5,10	390	7.843.211	6,45
	Licor Negro	14	1.228.898	1,01			
	Madeira	40	329.527	0,27			
	Biogás	12	68.442	0,06			
	Casca de Arroz	6	18.908	0,02			
Nuclear		2	2.007.000	1,65	2	2.007.000	1,65
Carvão Mineral	Carvão Mineral	10	1.944.054	1,60	10	1.944.054	1,60
Eólica		50	926.886	0,76	50	926.886	0,76
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,72
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		2.340	121.610.699	100	2.340	121.610.699	100

Fonte: BIG - Banco de Informações de Geração, ANEEL(01/2011) *Total renovável sem importação.

Em princípio, quanto mais complementar puder ser a fonte alternativa renovável analisada em relação às variações das afluências hídricas, mais energia ela agrega ao sistema. Esse efeito é tal que a energia assegurada de uma usina pode ser maior do que a efetivamente gerada por ela. Isso se dá porque, além dos MWh gerados na usina, é considerado também o aumento de energia advindo do refinamento da gestão da reserva a partir da presença daquela unidade. As fontes térmicas flexíveis e de baixo custo de operação exemplificam este caso, pois funcionam como seguradoras e proporcionam uma operação na qual melhor se aproveita as afluências em período com maior disponibilidade d' água, tornando possíveis volumes de espera mais eficientes. Esta característica indica a possibilidade de uso da geração distribuída com equipamentos estacionários com biocombustíveis, por exemplo.

Uma matriz renovável como a brasileira poderia sugerir que não seria imperativa outra fonte alternativa renovável como nos países com predominância

de fontes fósseis. No entanto, uma visão mais acurada sinaliza claramente que é necessária a participação de outras fontes renováveis alternativas no Mecanismo de Realocação de Energia, pois esta medida aprofunda ainda mais os benefícios proporcionados pelas características particulares do sistema brasileiro de geração e operação.

As fontes renováveis alternativas de energia dependem inicialmente de subsídios, tanto para sua existência, como para qualificação de pessoal para as atividades a elas relacionadas, na grande parte das vezes. No mundo investe-se consideravelmente nessas fontes, em especial a eólica. O mercado de energia eólica, por exemplo, cresceu 27%, em 2007. Na China, ele triplicou. No EUA, dobrou. Na Espanha cresceu 30%, com adição de 3500 MW à rede. Na Alemanha, cresceu 8%, mesmo sob desaquecimento do mercado de energia no país, sendo adicionados ao parque eólico 1700 MW em 2007, totalizando quase 22.500 MW, representando a maior capacidade instalada dessa fonte no mundo neste ano.

As políticas de incentivo de energias de fontes alternativas renováveis são muitas. No Brasil o Programa Brasileiro de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002 é um exemplo importante e vai ser discutido mais adiante. No caso do programa brasileiro o rateio dos custos das tarifas que o viabilizam é feito entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, excluindo-se algumas faixas de consumo de baixa renda, mediante adicional tarifário específico, segundo regulamentação estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Este mecanismo é a forma de incluir na tarifa paga pelo consumidor uma parcela para permitir o ingresso de energia de fontes alternativas renováveis na matriz energética do país. Elas são chamadas de Tarifas *Feed-in* na qual se “alimenta” o ingresso deste tipo de fonte sem criar um tributo ou subsídio específico. É um mecanismo incidente sobre todos os consumidores que, pela parcela a mais paga, normalmente, sobre o montante de energia utilizada, proporciona a ampliação do uso da fonte renovável. Este instrumento legal é muito utilizado na Europa e permite a conexão das fontes renováveis com os sistemas interligados, possibilitando definir a quantidade deste tipo de fonte que deve ser utilizada, de acordo com as aspirações da sociedade civil, quanto deve ser pago ao gerador e por quanto tempo, para que ela se torne competitivo. Nos sistemas *Feed-in* mais modernos as tarifas são diferenciadas em razão da tecnologia. Há um preço para energia de eólica, outro

para solar, e assim por diante. Além disso, estas podem ser diferenciadas, em uma mesma tecnologia, por tamanho de projeto ou pela produtividade do recurso. Tarifas para projetos novos também podem sofrer revisão periódica e variar de acordo com os objetivos desejados no tempo. Vale lembrar que estes mecanismos também devem prever a P&D e a qualificação de pessoal para desenvolvimento apropriado da tipologia de energia de fontes alternativas renováveis.

As experiências mundiais na implantação de energia de fontes alternativas renováveis apresentaram resultados porque, ao contrário da situação brasileira, esses países dependem muito de combustíveis fósseis em sua matriz elétrica, fonte de energia mais cara e dependente da volatilidade de preços do mercado, quando comparado à base hídrica instalada no Brasil. Além disso, no contexto de substituição de fontes intensamente emissoras de gases efeito estufa, a geração térmica com combustíveis fósseis ganha outra importância, fato que, por enquanto, não é prioritário no setor hidrelétrico brasileiro. A adoção, portanto, de políticas de incentivo em países com base predominante fóssil foi o que viabilizou a significativa expansão das fontes alternativas renováveis.

Entretanto, mesmo o Brasil contando com uma matriz elétrica majoritariamente renovável, em razão da hidroeletricidade, isso não significa que programas de incentivo para as fontes de energias alternativas renováveis não possam ser implantados. Há limitações ambientais para a construção de hidroelétricas, que, certamente, não poderão mais contar com reservatórios cobrindo grandes áreas, característica singular do sistema brasileiro. A participação, portanto, de energia de fontes alternativas renováveis será imperiosa. Além deste fato, variáveis ainda não ponderadas podem alterar a condição de viabilidade dessas fontes como, por exemplo, a simples consideração da relação de complementaridade entre as fontes renováveis alternativas e as convencionais proporcionaria vantagens comparativas sem uma política de incentivo.

Além destas vantagens, de acordo com a Organização Internacional do Trabalho (OIT) até 2030, a “economia verde” deve criar 20 milhões de empregos. Para a organização, “emprego verde” é toda atividade ligada à tecnologia ambiental, relacionada à indústria, construção civil, fontes de energia renováveis, serviços, turismo e agricultura. Este número pode ser significativo no Brasil, já que a vocação de um país tropical é o uso de energias de fontes alternativas renováveis como biocombustíveis, solar, eólica e recursos hídricos. Deixar de lado este potencial em razão das recentes descobertas do pré-sal não parece uma lógica prudente em

razão das mudanças climáticas. Hoje, há uma grande demanda para profissionais de diversas áreas como comunicadores, engenheiros agrônomos, químico, mecânico, veterinários, biólogos, pedagogos, arquitetos e advogados para atuar no setor de energias de fontes alternativas renováveis, além é claro, de uma necessária estrutura profissionalizante em nível técnico voltada para este tipo de atividades.

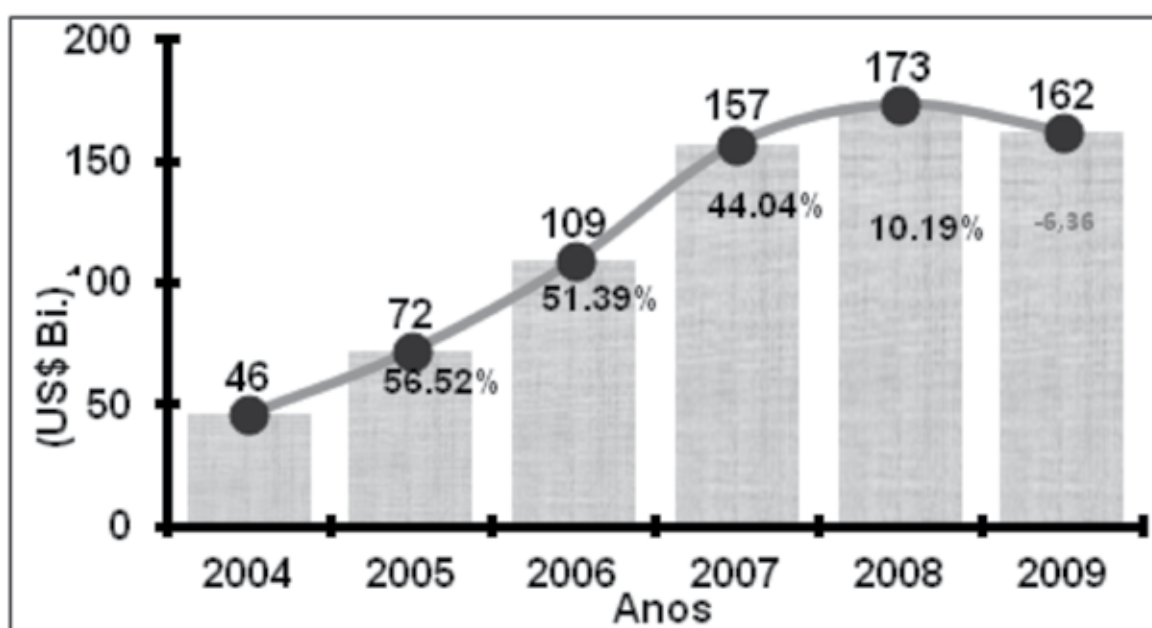
Segundo o último relatório do Fórum Econômico Mundial, elaborado no início de 2009, os investimentos em fontes de energia renovável deixaram de ser um luxo, de alguns países que dispunham de financiamento, para se tornar uma questão estratégica em relação à segurança energética e às mudanças climáticas. O investimento em fontes renováveis alternativas passou a ser visto como uma das ferramentas para a mitigação de gases de efeito estufa, sendo incorporada, muitas vezes, nas decisões estratégicas de grandes empresas.

O volume de investimento para combater os impactos das mudanças climáticas no setor energético é expressivo, como relatado no relatório, e o sucesso destas medidas depende da mobilização coordenada de setores chave da economia. A crise econômica global, também segundo o relatório, traz uma oportunidade única para investimentos em energias de fontes alternativas renováveis e de baixa emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE). Torna-se crucial, portanto, que os desafios ambientais não sejam deixados de lado na futura estabilização do sistema econômico mundial e a retomada do crescimento, promovendo-se o diálogo entre setores privados chave e entre estes e o setores públicos.

A geração de energia é responsável hoje por cerca de 60 % das emissões de GEE no mundo. De acordo como o IPCC para se estabilizar a concentração de CO₂ em um patamar de 450ppm em 2030 será necessária uma redução também da ordem de 60% nas emissões de CO₂ em relação às emissões de 1990. Este desafio significa que em poucas décadas será necessária uma completa reestruturação da infraestrutura no planeta. Estas mudanças ainda não precisamente estimadas e giram em torno, segundo o Relatório Stern, de 1% do PIB mundial, o que significaria, se levarmos em conta o PIB de 2007 de US\$ 54 trilhões, 540 bilhões de dólares. Já a Agência Internacional de Energia sinaliza nas perspectivas de 2008 investimentos de 550 bilhões de dólares em energias de fontes alternativas renováveis por ano, de hoje até 2030, para que se estabilizem as concentrações em 450ppm de CO₂. No caso da New Energy Finance's Global Futures estima-se uma média anual de investimentos de 515 bilhões de dólares.

Até a eclosão da crise econômica os investimentos em energias de fontes alternativas renováveis e eficiência energética vinham crescendo, excluindo-se fontes nucleares e grandes centrais hidrelétricas. Em 2004 atingiram 46 bilhões e foram multiplicados quase por 5 vezes em 2008, chegando a 173 bilhões de dólares, praticamente 10% dos investimentos com infraestrutura energética no mundo de como mostra o Gráfico 1. Somente em geração de energia elétrica atingiu-se 42GW de potência instalada, praticamente um quarto do total daquele ano, 190GW. As taxas percentuais de aumento dos investimentos que envolvem desde P&D privada e de governos como programas de empresas privadas e agências de governo, muito associada à geração distribuída.

Gráfico 1 - Investimentos Totais em Energia de fontes alternativas renováveis 2004-2009

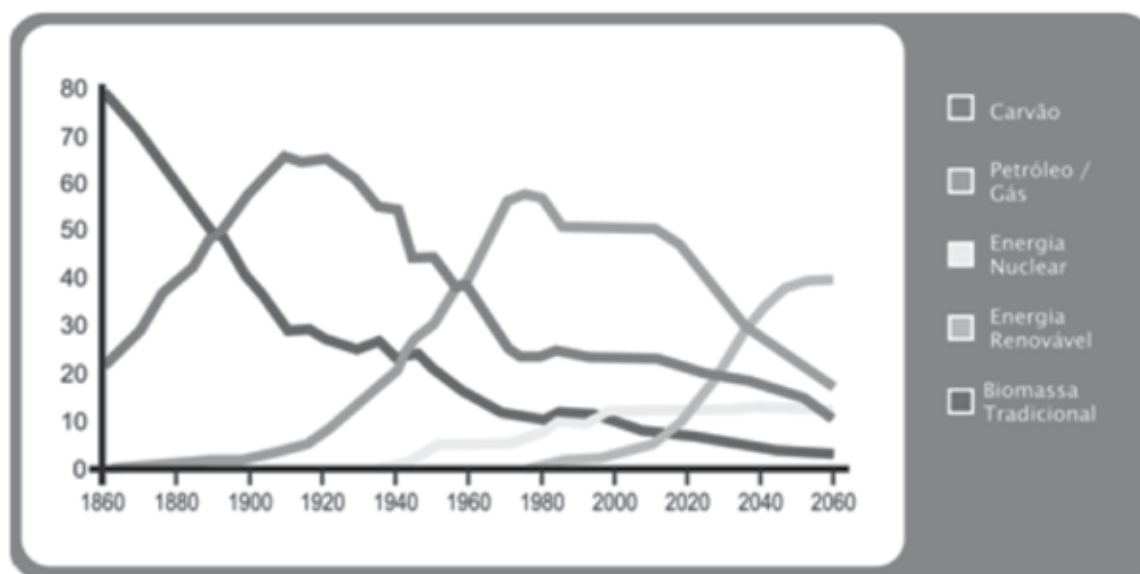


Fonte: Bloomberg New Energy Finance (2010) OBS: Os valores totais incluem as estimativas dos negócios não divulgados

Segundo o relatório da “Renewable Energy Policy Network for the 21st Century” REN21 (2007), os investimentos em energias de fontes alternativas renováveis, incluindo biocombustíveis, são oriundos de diversas instituições públicas e privadas. Os chamados capitais de risco (Venture Capital) tiveram forte

presença, destinando cerca de US\$ 3 bilhões em 2006/2007, principalmente para biocombustíveis e energia solar. As instituições multilaterais, também foram grandes financiadoras, destinando cerca de US\$ 700 milhões anuais entre 2005 e 2007. O Gráfico 2 mostra uma visão prospectiva de longo prazo do comportamento do uso dos recursos energéticos proposto pela Shell, 1998.

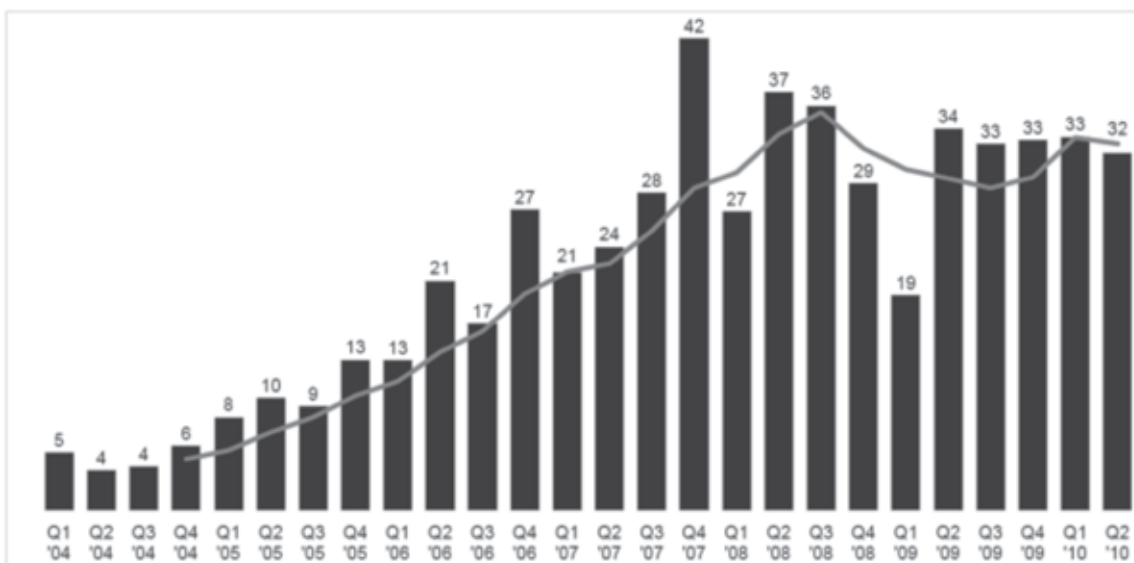
Gráfico 2 - Ciclo de vida das fontes de energia



Fonte : Shell (1998)

Embora mais recentemente a crise econômica tenha retraído o mercado para investimentos em energia de fontes alternativas renováveis mais caras, aquelas que estavam no limiar da competitividade continuam na disputa, como é visto no caso das eólicas, no Brasil, com o leilão de reserva em 2010, que apresentou preços muitos competitivos em relação às fontes convencionais. Os biocombustíveis, que tem atraído grande parte do interesse das empresas, passam por um momento de ajustes, mas ainda ocupa lugar de relevâncias nas opções mesmo levando-se em conta as empresas petrolíferas, que hoje focam seus esforços neste tipo de opção por considerar as outras fontes ainda inviáveis economicamente. Além disso, a Figura 3 mostra que nos últimos trimestres de 2009 e início dos dois primeiros de 2010 já mostram uma recuperação da energia de fontes alternativas renováveis .

Gráfico 3 - Novos investimentos por trimestre entre o 1º de 2007 até o 2º de 2010



Fonte: Bloomberg New Energy Finance (UNEP2010). A curva vermelha mostra a média de projetos executados nos trimestres. Estão incluídas as estimativas de negócios não divulgados.

2 CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTEXTO MUNDIAL ATUAL DAS FONTES DE ENERGIAS ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS

As medidas visando diminuir a dependência nos combustíveis fósseis, que representam mais de 80% da oferta de energia primária total do planeta são cada vez mais expressivas. A diversificação da matriz energética ocorre principalmente por três razões:

- segurança na oferta, associadas a uma percepção de futura escassez na disponibilidade do petróleo;
- as crescentes pressões da sociedade, preocupada com o uso insustentável de fontes não-renováveis; e
- os impactos ambientais associados ao uso de combustíveis fósseis, em particular aqueles relacionados às mudanças climáticas.

Neste sentido, os biocombustíveis são vistos como estratégicos para a segurança energética e na mitigação da emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE). Como o CO₂ emitido em sua combustão já foi previamente absorvido no crescimento da biomassa, existe, em princípio, uma emissão líquida nula deste gás para a atmosfera, ao contrário dos combustíveis fósseis, que emitem carbono estocado no subsolo por milhões de anos. Na prática, no entanto, existem emissões ao longo da cadeia produtiva de biocombustíveis, mas as vantagens são significativas.

Na atualidade, a energia eólica tem sido a categoria de fonte alternativa renovável que mais cresce no planeta. No Brasil o último leilão realizado pelo governo federal demonstrou a possibilidade desta tipologia se desenvolver independente de incentivos econômicos específicos mostrando competitividade em relação às fontes convencionais.

No que diz respeito à Biomassa, biocombustíveis como o etanol vêm sendo os mais utilizados em motores ciclo Otto, como alternativa à gasolina. Por outro

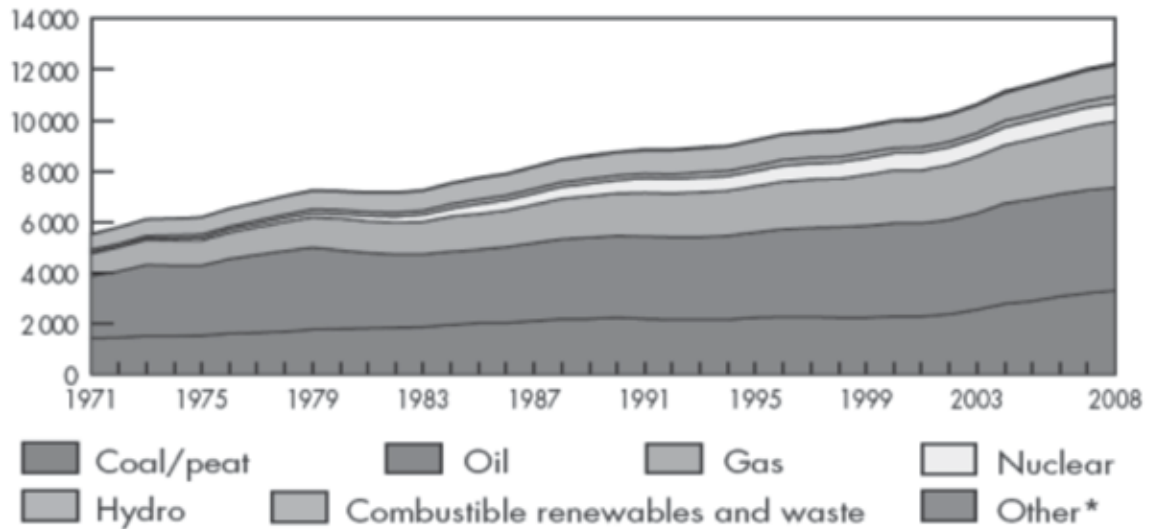
lado, o “biodiesel” (ésteres de ácidos graxos) tem sido o biocombustível preferencial para o funcionamento em motores ciclo Diesel, pois possui propriedades muito próximas ao diesel mineral, podendo, em geral, ser usado nestes motores, sem modificações técnicas, em percentuais de até 20% (B20).

Existem também biocombustíveis sólidos originados na biomassa como o carvão vegetal e a lenha, resíduos florestais e produtos animais, como o sebo bovino que são queimados diretamente em equipamentos de conversão energética. Os de origem vegetal normalmente são provenientes de florestas energéticas plantadas como o eucalipto e pinos. Há ainda os biocombustíveis gasosos, normalmente resultantes da gaseificação da biomassa.

Além destes, ainda têm-se o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica e térmica, energia das marés e correntes marinhas, células combustíveis, PCH ,dentre outras.

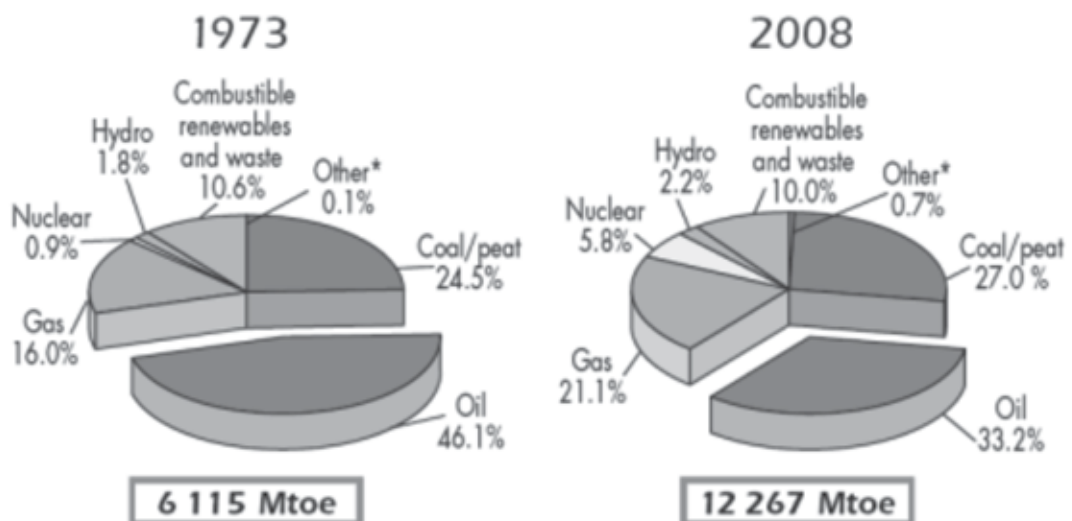
As energias de fontes alternativas renováveis representam apenas 13% do suprimento mundial de energias primárias, sendo que somente a biomassa atinge 10,5%. As principais forças motrizes que impulsionam a utilização de energias de fontes alternativas renováveis são: as preocupações com o aquecimento global, a busca por segurança energética e a volatilidade dos preços do petróleo e no caso das bioenergias pode se adicionar mais uma força que é o interesse dos governantes em reforçar a agricultura doméstica (CGEE, 2010). Os Gráficos 4 e 5 mostram a relação entre as fontes de energia e destaca o percentual de cada uma delas em 1973 e 2008, baseado em dados da Agência Internacional de Energia. Somando-se hidráulica, outros e *renovável associado a resíduos*, em 2008, chega-se ao percentual indicado pelo CGEE.

Gráfico 4 - Oferta de Energia no Mundo por Fonte (Mtep)



Fonte: IEA-2010 *Other includes geothermal, solar, wind, heat, etc.

Gráfico 5 - Oferta de Energia no Mundo por Fonte em 1973 e 2008 (%)



Fonte: IEA-2010 *Other includes geothermal, solar, wind, heat, etc.

As Tabelas 2 mostram a evolução das fontes alternativas renováveis no mundo. Um panorama global, mais fortemente influenciado pelos problemas ambientais e de segurança energética

Tabela 2 - Contribuição e possível cenário das energias de fontes alternativas renováveis no mundo (Mtep)

Energia	2001	2010	2030	2040
Energia Primária (Mtep)	10.038	11.752	15.547	17.690
Biomassa	1.080	1.291	2.221	2.843
PCH	9,5	16	62	91
Eólica	4,7	35	395	580
Solar fotovoltaica	0,2	1	110	445
Solar térmica	4,1	11	127	274
Solar Termelétrica	0,1	0,4	9	29
Geotérmica	43	73	194	261
Marinha	0,05	0,1	2	9
Total Renovável	1.364,5	1.682,5	3.416	4.844
Contribuição Renovável (%)	13,6	14,3	22,0	27,4

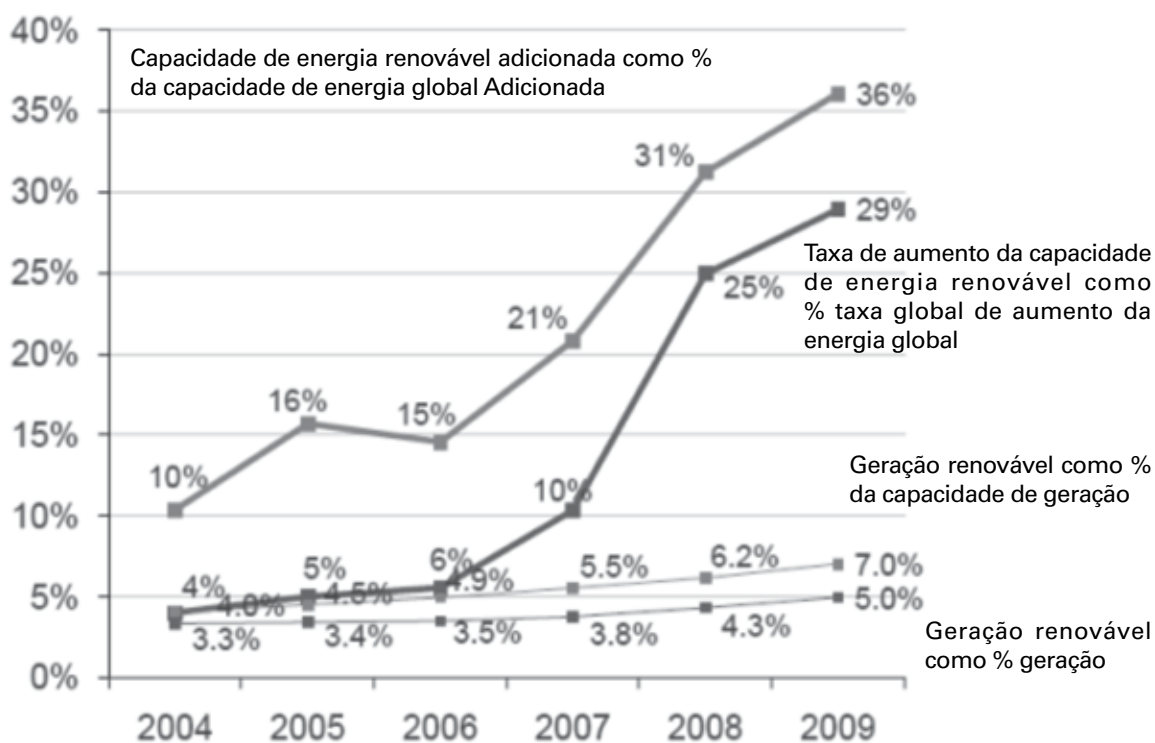
Fonte: European Renewable Energy Council, 2006.

A *International Energy Agency (IEA)*, no documento “World Energy Outlook 2009”, faz uma advertência em relação às implicações das emissões atmosféricas e do consumo de energia no mundo: “os sistemas de energia do mundo estão em uma encruzilhada. As tendências atuais de suprimento e consumo são claramente insustentáveis – ambientalmente, economicamente e socialmente”. A IEA sugere também que o cenário pode e deve ser alterado, pois ainda há tempo para isso. Porém, devem ser realizados a cada ano investimentos 3 vezes maiores dos que em 2009, durante as próximas décadas, para frear o aumento das emissões de gases de efeito estufa e limitar o aumento das temperaturas em 2°C¹.

Os dois grandes desafios apontados pela Agência são a garantia de suprimento confiável e economicamente suportável e a rápida mudança para um sistema de baixo carbono, eficiente e amigável ao meio ambiente. O Gráfico 6 mostra a comparação entre as capacidades de geração derivado dos investimentos em energia convencional e aqueles em energias de fontes alternativas renováveis.

¹ THE IMPACT of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment = Impactos de la crisis económica financiera para las inversiones energéticas a nivel global. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2009/G8_investment_ExecSum.pdf>. <http://www.energiasrenovables.com/Productos/pdf/Revista_554.pdf>.

Gráfico 6 - Geração e capacidade elétrica renovável global, excluindo-se usinas hidrelétricas de grande capacidade, como parte percentual do total de 2004 a 2009(%)



Fonte: EIA , IEA , Bloomberg New Energy Finance(UNEP 2010)

Mesmo em um cenário conservador para o European Renewable Energy Council (EREC), a contribuição das energias de fontes alternativas renováveis na oferta mundial de energia primária chegará a 22% em 2020 e 27% em 2040. Apesar de ter um crescimento mais lento, a biomassa continuará como a mais importante fonte renovável de energia primária e também como a única fonte para a produção de combustíveis líquidos para transporte. A energia eólica manterá o crescimento acelerado já observado hoje ao passo que a energia solar terá um crescimento semelhante, mas um pouco atrasado em relação à eólica.

Uma importante indicação do potencial futuro das energias de fontes alternativas renováveis são os investimentos em cada alternativa e as tendências de longo prazo. Um estudo da United Nations Environment Programme mostra que tais investimentos estão crescendo aceleradamente, desde 2004, a taxas superiores a 50% ao ano, conforme mostra a Tabela abaixo (CGEE, 2010).

Algumas observações são claras: crescimento forte de investimentos em eólica, solar e bicompostíveis; desaceleração em 2008 devido a crise econômica

mundial; investimento relativamente baixo em eficiência energética indicando que os custos da energia ainda estão baixos. O crescimento dos investimentos em instalações comerciais esta muito mais acelerado que os gastos com P&D, o que de certa forma indica o alto grau de maturidade tecnológica já atingida por estas alternativas. Outra informação diz respeito à porcentagem de investimento em capacidade de geração instalada adicional das energias de fontes alternativas renováveis (sem incluir as grandes hidrelétricas) em relação a capacidade total instalada em geração nova, que passou de 5% em 2004 para 23% em 2008. A energia de fontes renováveis, portanto, parece estar chegando com força no cenário mundial, constituindo-se em opção real na expansão da oferta de energia, como mostra a Tabela 3. Merecem destaque as energias de fontes eólica, solar, biomassa e biocombustíveis (CGEE, 2010). Esta tabela tem valores mais baixos em relação aos novos investimentos relatados na Tabela 2 porque aqueles incluem as estimativas dos negócios não divulgados.

**Tabela 3 - Tendências dos Investimentos Mundiais em
Energias de fontes alternativas renováveis (B US\$)**

Item	2004	2005	2006	2007	2008
Investimento Financeiro Total	17	36	56	112	119
Eólica	10,0	19,1	25,0	51,3	51,8
Solar	0,6	3,2	10,3	22,5	33,5
Biomassa	1,8	4,1	7,0	10,6	7,9
PCH e Marinha	0,6	1,3	1,5	3,4	3,2
Geotérmica	0,9	0,4	1,0	0,9	2,2
Eficiência energética	0,5	0,9	1,6	2,8	1,8
Outras tecnologias de baixo carbono	0,8	1,6	1,9	2,4	1,8
Biocombustíveis	1,3	5,1	18,0	18,6	16,9
Gastos em P&D e pequenos projetos	19	24	27	36	37
Total de novos investimentos	35	69	93	148	155
Transações Totais*	45	91	133	209	223

Nota: *Inclui investimentos em novas instalações, fusões, aquisições e compra de participações.
Fonte: UN, 2009.

As tecnologias associadas às energia de fontes alternativas renováveis estão cada vez mais baratas e, conseqüentemente, mais presentes. Durante a próxima década, o preço dos painéis fotovoltaicos poderá ser reduzido em 60%, passando de uma média de U\$5,12 por watt pico em 2009 (U\$7,00 em 2008) para U\$2,11 por watt pico em 2019, segundo a consultora Clean Edge (2010). O preço dos aerogeradores diminuiu de 11,1% entre 2008 e 2009 e passou de U\$1,9 milhão por MW instalado para U\$1,69 milhão, tornando-se hoje economicamente viável e competitivo, sem subsídios, em grande parte do mundo. Para a próxima década, a consultora estima que o preço possa cair para U\$1,5 milhão por MW instalado. Os preços dos biocombustíveis são mais difíceis de estimar dada a incerteza dos custos das commodities. Mas de um modo geral, os investimentos para estas fontes aumentarão 58% até 2019, como mostra o Gráfico 7, sem que nenhum país ou região lidere nenhum dos setores da energia de fontes alternativas renováveis, diz a Clean Edge (2010). Acompanhando a tendência, haverá um incremento no número de empregos gerados pelas fontes solar e eólica de 75%, segundo a Tabela 4.

Gráfico 7 - Crescimento mundial estimado dos investimentos em algumas energias de fontes alternativas renováveis (US\$ bilhões) – 2009 a 2019.



Fonte: Clean Edge, 2010.

Tabela 4 - Oferta mundial de empregos (diretos e indiretos) para as fontes solar e eólica

Tipos de Fontes	2009	2019
Solar Fotovoltaica	267.562	2.178.919
Eólica	563.577	1.122.815
Total (global)	831.139	3.301.734

Fonte: Clean Edge, 2010.

No Brasil, entre as promessas do novo governo, destaca-se a realização de uma política com ênfase na produção de energia renovável e na pesquisa de novas fontes limpas tais como (O Globo, 01/11/2010):

- Construir parques eólicos.
- Desenvolver o potencial hidrelétrico do país.
- Ampliar a liderança mundial do Brasil na produção de energia mais limpa.
- Expandir o etanol na matriz energética brasileira e ampliar a participação do combustível na matriz mundial. Incentivar a produção de biocombustíveis.

Segundo o PDE 2019 (EPE, 2009), a expansão contratada e planejada alcançaria 5,4 GW para a biomassa, 3,9 GW para as PCH e 5,3 GW para a eólica. Segundo o relatório “Revolução Energética” do Greenpeace, até 2050, mesmo com a economia crescente, 93% da eletricidade do país pode vir de fontes renováveis de energia, como a solar, eólica e biomassa. O Brasil chegaria em 2050 com 45,6% da energia sendo fornecida por hidrelétricas, principalmente pequenas centrais, para reduzir o impacto ambiental. A energia eólica pode atingir 20,38%, a biomassa, 16,6%, a energia solar, 9,26%, e o gás natural (necessário por um período de transição), 7,3%. Este cenário considera apenas 10% do potencial eólico do país e 1% do solar. Seguindo o ritmo de hoje, em 2050, teríamos 56,31% da energia gerada pela água, 22% de combustíveis fósseis (gás, óleo combustível e carvão), 6,32% de eólica e irrisórios 0,8% de energia solar, de acordo com o relatório.

3 **MODELO REGULATÓRIO E PERSPECTIVAS DE CRESCIMENTO DAS FONTES DE ENERGIAS ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS NO BRASIL**

O setor elétrico brasileiro teve grande impulso na década de 70, a partir da publicação da Lei nº 5.655/71, que implantou o regime tarifário denominado “custo do serviço”, cujas premissas consistiam em estabelecer tarifas de energia elétrica que cobrissem os respectivos custos de geração, transmissão e distribuição, bem como uma remuneração garantida específica ao ano (CCEE, 2010).

A década de 1990 no Brasil marca o início de uma fase de menor intervenção do Estado nas atividades econômicas, havendo a implantação do Programa Nacional de Desestatização pelo governo federal, dos parques siderúrgico, petroquímicos e posteriormente, do parque hidrelétrico. Nesse momento, dá-se início à abertura comercial do setor energético, e assim, coube ao setor privado a retomada dos investimentos em infraestrutura e na modernização do setor industrial e elétrico do país (FERRÃO; WEBER, 2001; *apud* MARCONATO; SANTINI, 2008).

A promulgação da Lei nº 9.074/95 trouxe estímulos à participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), sendo estabelecida a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica, atividade que antes era prerrogativa exclusiva de concessionárias estatais de geração. A referida lei também estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com a criação do conceito de Consumidor Livre, consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica. Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (CCEE, 2010).

O processo de privatização e o novo ambiente do setor reduziram a presença do Estado na expansão do sistema, cujo planejamento é indicativo e abriga

investimentos privados. Diante deste cenário, têm surgido alternativas tecnológicas de geração de energia elétrica de pequeno porte, próximas de centros de consumo que apresentam operação descentralizada, custos competitivos de implantação e dispensa complexos sistemas de transmissão, além de atrair investidores privados com recursos financeiros limitados e com expectativas de rápido retorno de capital. Essa modalidade de geração é denominada Geração Distribuída (GD) (POLIZEL *et al.*, 2007).

O governo criou em 1996, a ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - um órgão regulador que possui a incumbência de estabelecer, no setor energético, as condições adequadas de equilíbrio de mercado para a expansão dos serviços prestados pelas entidades, buscando o benefício da sociedade. Nessa perspectiva, as principais atribuições da ANEEL seriam regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, para assim garantir o Sistema Interligado Nacional (SIN), onde figuram concessionários, permissionários, autorizados de serviços e instalações de energia elétrica e seus consumidores (MARCONATO; SANTINI, 2008).

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847/04, 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04. Entre as principais mudanças institucionais implementadas nesse período, destacam-se a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico de longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

No segmento de energias de fontes alternativas renováveis principalmente da biomassa, a legislação e os investimentos nessa área são recentes, uma vez que apresentam lacunas significativas. A Portaria 384/2005, do Ministério de Minas e Energia (MME) foi criada para dar garantia à forma física de geração de energia por biomassa e estabelecer que os agentes informem mensalmente a disponibilidade de seus empreendimentos, o custo de operação e a potência da usina. Todavia, nem todas as usinas possuem uma produção uniforme, e a contabilização da potência inclui o consumo interno. Dessa forma, o principal órgão regulador dos sistemas

energéticos, nesse caso a ANEEL, tem a missão de garantir os decretos fundamentais da distribuição e comercialização por meio de leilões, analisando as peculiaridades da oferta (FRONZAGLIA; TORQUATO, 2005). Vale destacar que a presença de uma agência ‘forte’ de defesa da concorrência é também importante para coadunar os esforços do setor, implantados por associações privadas, como por exemplo, da União dos Produtores de Bioenergia (UDOP) (MARCONATO; SANTINI, 2008).

A exploração de recursos naturais com o propósito de geração de energia elétrica deve ser precedida de outorga, segundo o art. 20 da Constituição Federal. A outorga de direito de uso de bem público (água) é um instrumento legal que assegura ao usuário (agente) o direito de utilizar os recursos hídricos superficiais ou subterrâneos. As modalidades de outorgas são: concessão - usos ou intervenções em recursos hídricos com a característica de utilidade pública; autorização - usos ou intervenções em recursos hídricos de uso privado; livre - usos ou intervenções em recursos hídricos não passíveis de outorga (POLIZEL *et al.*, 2007).

Figura 1 - Regras para exploração de recursos energéticos para geração de energia elétrica em função da capacidade instalada de novo empreendimento de geração.

Empreendimentos Hidrelétricos			
Razão Social	Até 1MW	Até 10MW	Até 30MW
PIE	Livre (registro)	Licitação	
AP	Livre (registro)	Autorização	Licitação
Empreendimentos Termelétricos			
Razão Social	Até 5MW	Acima de 5MW	
PIE	Livre (registro)	Autorização	
AP	Livre (registro)	Autorização	

Fonte: Dutra, UFRJ (2001); *apud* Polizel et al. (2007).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração, de Comercialização e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores

de energia, e Consumidores Livres. A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes vendedores e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes geradores, comercializadores, consumidores livres / especiais, importadores e exportadores de energia. Neste caso a compra e venda de energia são feitos por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) (CCEE, 2010). Em ambos os mercados, os contratos firmados entre as partes devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo (EPE, 2010a).

Na medida em que os empreendimentos de geração precisam ser contratados com antecedência para atendimento das necessidades futuras de consumo, a ANEEL promove, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observando as diretrizes fixadas pelo MME, que contemplam os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados. Os leilões para compra de energia elétrica são promovidos (Decreto 5.163/04):

- nos anos "A-5" e "A-3", para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração;
- no ano "A-1", para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente; e
- entre os anos "A-1" e "A-5", para energia elétrica proveniente dos leilões de compra exclusiva de fontes alternativas.

Uma alteração significativa está relacionada à forma de realização de leilões, que aboliu o critério de maior preço e passou a utilizar o critério de menor tarifa, colaborando para a modicidade tarifária ao consumidor cativo. Por fim, este modelo retomou a obrigatoriedade de todos os agentes apresentarem 100% de contratação, inclusive consumidores livres, havendo a possibilidade de aplicação de penalidades para quem não observe esse item (CCEE, 2010).

Uma parcela da expansão da geração já se encontra definida pelo resultado dos leilões A-3 e A-5 já realizados, estabelecendo-se, a priori, uma configuração de expansão até o ano de 2013 (EPE, 2010a).

Ciente de sua importância para o desenvolvimento da integração energética dos países latino-americanos, o governo brasileiro vem realizando acordos e propostas de estudos com países limítrofes sul-americanos. Um destes projetos de integração avalia a construção de usinas hidrelétricas no Peru, com potencial estimado entre 6 e 7 GW, destacando-se a usina de Inambari, em torno de 2 GW, cuja conclusão do estudo de viabilidade está prevista para 2010. Entre Inambari e as usinas brasileiras do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau), está em estudo a hidrelétrica Cachoeira Esperança, com 800 MW, a ser implantada em território boliviano. Estão sendo realizados, também, estudos para realização do Inventário Hidrelétrico na Guiana, cujo potencial é de aproximadamente 7,5 GW. A negociação visa a possível construção de uma ou duas hidrelétricas para importação de parte da energia elétrica. Tais projetos poderão ser viabilizados por meio de acordos internacionais e, quando concretizados, os projetos passarão a incorporar os estudos de planejamento da expansão da oferta do setor.

Outro projeto de integração é o das usinas de Garabi e Panambi, empreendimentos binacionais situados no rio Uruguai, entre Brasil e Argentina, em fase final de inventário e com capacidades instaladas de referência de 1.137 MW e 985 MW, respectivamente. Atualmente estão sendo definidos os parâmetros para a contratação dos estudos de viabilidade (EPE, 2010a).

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em 31/12/2009 era de 112.496 MW, considerando as unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional – SIN e também aquelas instaladas nos sistemas isolados, bem como a geração de energia elétrica instalada no local do consumo (autoprodução). A Tabela 5 mostra os empreendimentos de geração constantes do SIN, cuja capacidade instalada, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava 103.598 MW¹⁸ em 31/12/2009 (EPE, 2010a).

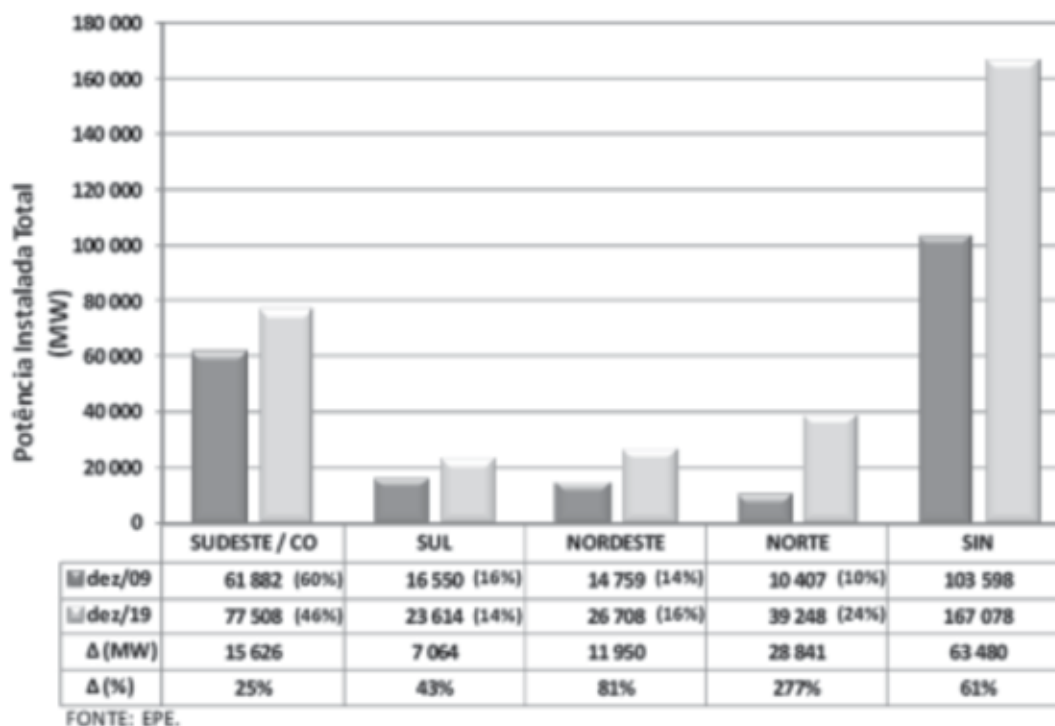
Tabela 5 - Capacidade instalada no SIN em 31/12/2009

Fonte	MW	Participação (%)
Hidráulica ^(a)	74.279	71,7
Térmica	13.302	12,8
Nuclear	2.007	1,9
Fontes Alternativas	7.645	7,4
Potência Instalada	97.233	93,9
Importada Contratada ^(b)	6.365	6,1
Potência Total com Importação	103.598	100,0

Fonte: ONS, *apud* EPE (2010). (a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW) (b) Importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

As capacidades instaladas do SIN, em MW e em %, no início de janeiro/2010 e no final de dezembro/2019, segundo a EPE (2010) são apresentadas no Gráfico 8.

Gráfico 7 - Participação regional na capacidade instalada do SIN.



OBS.: Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.

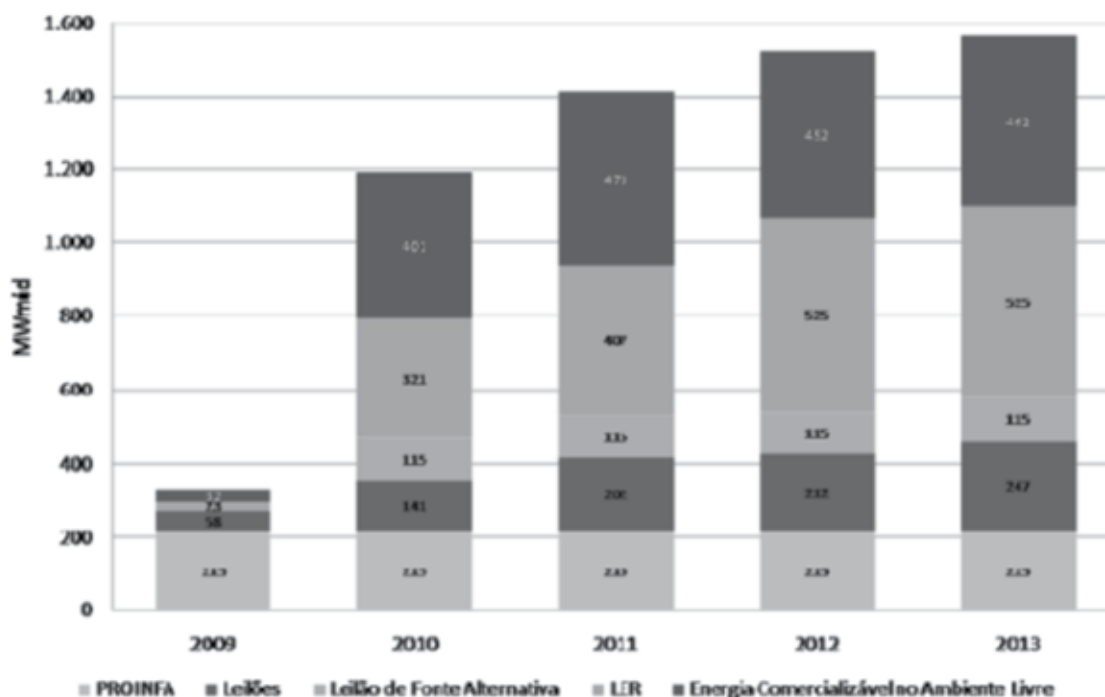
Fonte: EPE, 2010a.

Enquanto a energia elétrica proveniente de fontes renováveis tem sido comercializada nos dois ambientes de contratação, Livre e Regulado, iniciativas do

Governo Federal têm adicionado energia de fontes alternativas no ACR. Uma das primeiras medidas neste sentido foi o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Outra modalidade de fomento da oferta de energia consiste nos leilões de energia. A partir de 2005, foram realizados onze leilões de energia nova ou de reserva, havendo venda de energia advinda de usinas que utilizam bagaço de cana-de-açúcar em sete deles, totalizando 887 MWmed. Dentre estes, destaca-se o Leilão de Energia de Reserva (LER), realizado em 2008, exclusivamente para as usinas de biomassa. Neste leilão, foram contratados 525 MWmed de energia oriundos das usinas sucroalcooleiras (EPE, 2010a).

A quantidade de energia elétrica contratada das usinas energia elétrica de bagaço de cana-de-açúcar vencedoras dos leilões é menor ou igual à garantia física desses empreendimentos. Sendo assim, ainda há um excedente disponível para comercialização no ACR superior a 462 MWmed, em 2013, conforme mostrado no Gráfico 9 (EPE, 2010a).

Gráfico 9 - Energia contratada das usinas de bagaço de cana-de-açúcar vencedoras nos leilões de energia nova.



Fonte: EPE, 2010a.

Os vendedores podem pleitear para si créditos oriundos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), sendo de sua inteira responsabilidade a elaboração e a obtenção de todos os documentos necessários e a execução de todas as etapas para o registro de seu empreendimento.

3.1 Energia de reserva

O novo modelo institucional prevê a garantia na continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio da aquisição de reserva de capacidade de geração. A contratação de Energia de Reserva surgiu da necessidade de se restaurar o equilíbrio físico do Sistema Interligado Nacional (SIN), aumentando a oferta de energia, bem como elevar a segurança de suprimento de energia elétrica. De acordo com o Decreto nº 6.353/08, Energia de Reserva é aquela proveniente de usinas específicas, cuja geração é destinada a assegurar o fornecimento de energia elétrica ao SIN. A Energia de Reserva pode ser proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos de geração existente, desde que acrescentem garantia física ao SIN, ou que não tenham entrado em operação comercial até a data da publicação do referido Decreto. A Energia de Reserva é contratada através dos Leilões de Energia de Reserva – LER, os quais, de acordo com a Lei nº 10.848/04, devem ser promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME. A Energia de Reserva pode ser contratada nas modalidades por quantidade ou por disponibilidade e o prazo dos contratos não pode exceder 35 anos. O montante total de Energia de Reserva a ser contratado nos LER é definido pelo MME, de acordo com resultados de estudos da EPE (CCEE, 2010). Os custos dos Contratos de Energia de Reserva (CER) são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER) (IAB, 2010).

A nova metodologia definida no Leilão de Energia Reserva adotou uma remuneração que conseguiu compatibilizar a taxa de retorno dos investimentos com a modicidade tarifária. Ao mesmo tempo, a solução das estações coletoras para usinas localizadas no Centro Oeste e possibilidade de escoamento da produção direto na rede da distribuição para usinas próximas aos centros de carga mitigou o entrave da conexão das usinas à rede de transmissão. Como resultado a contratação de 548 MWmed no Leilão de Energia de Reserva de agosto de 2008 pode ser interpretada como o início de uma nova etapa e formação de um novo paradigma

para a bioeletricidade brasileira. Este leilão também marcou o início de uma atuação mais pró-ativa dos empreendedores com a adoção de plano de negócios originais como pode ser verificada através da estratégia de destinação de parte da garantia física para o mercado livre estruturando um mix entre a segurança do leilão e a maior rentabilidade (e risco) do mercado livre. Estratégias inovadoras sinalizam o amadurecimento do setor e certamente serão vitais no equacionamento de alguns desafios, entre os quais se destacam o custo de geração bastante superior de projetos *retrofits* em comparação com projetos *greenfields* (CASTRO et al., 2009).

O Leilão de Reserva de 2010 contratou um estoque de geração de energia elétrica além do montante necessário para atender à demanda dos consumidores, com o objetivo de aumentar a segurança e a garantia de fornecimento de eletricidade no país. Os projetos de eólica e PCH contratados terão que iniciar a operação em 1º de setembro de 2013. No caso das térmicas à biomassa, alguns projetos poderão começar a gerar um ou dois anos antes desse prazo (EPE, 2010b).

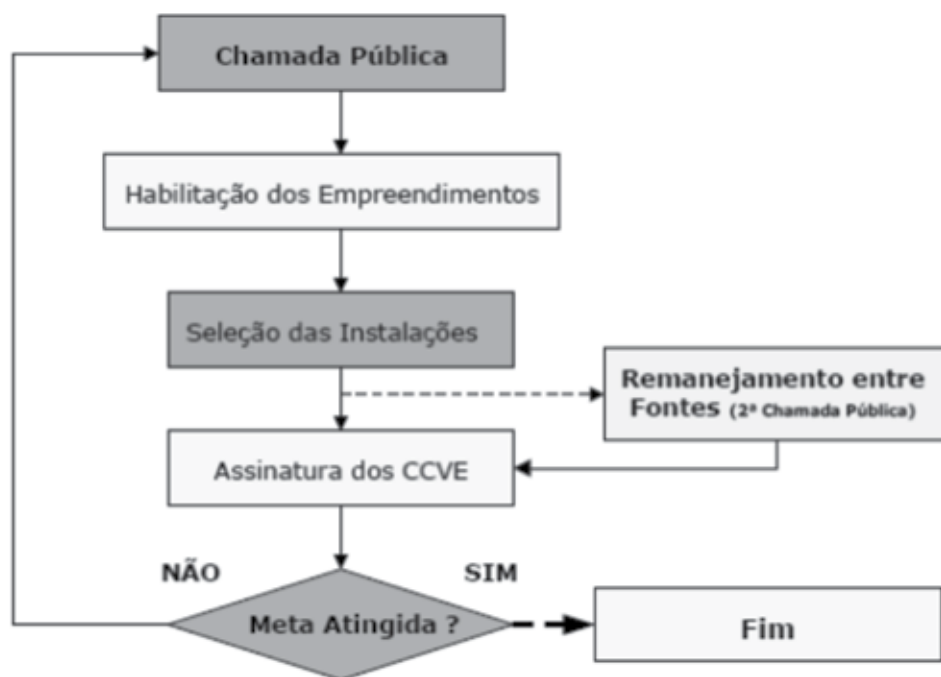
3.2 PROINFA

O governo brasileiro decidiu privilegiar as energias de fontes alternativas renováveis na expansão do sistema brasileiro, introduzindo em 2002 o Programa Nacional de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) que foi operacionalizado em 2004. O PROINFA, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e gerenciado pela Eletrobrás, surgiu com o objetivo de ser um instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo assim maior confiabilidade e segurança ao abastecimento por meio de energia de fontes alternativas renováveis que não teriam meios de se desenvolver somente com os mecanismos de mercado.

O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/02, e revisado pela Lei nº 10.762/03, que assegurou a participação de um maior número de Estados no programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia. A regulamentação foi feita pelas Resoluções ANEEL nº 652/03, nº 56/04, nº 62/04 e nº 127/04 e toda energia produzida pelas usinas do programa tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás (MME, 2010).

Três fontes primárias de energias renováveis foram escolhidas: eólica, PCH e biomassa. A energia solar foi excluída, por haver sido considerada ainda muito cara. O PROINFA teria duas etapas de procedimentos distintos. Na primeira etapa, seriam contratados 3.300 MW de potência instalada, mediante duas chamadas públicas. Tais contratações seriam divididas igualmente entre aquelas fontes, cabendo, portanto, 1.100 MW para cada uma. Após a primeira etapa do PROINFA, o MME definiria o montante de energia renovável a ser contratado, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa média de suprimento não poderá exceder a um limite pré-definido, em qualquer ano, quando comparado com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Além disso, os empreendimentos deveriam comprovar um grau de nacionalização de equipamentos e serviços em valor não inferior a 90%. O fluxograma a seguir (Figura 2) apresenta o processo de contratação de empreendimentos PROINFA de uma forma global, compreendendo primeira e segunda chamada pública (MME, 2004).

Figura 2 - Processo global de seleção do PROINFA.



Fonte: MME, 2004.

Apesar de ter sido reservado um total de 1.100 MW para cada fonte, após dois leilões a divisão ficou em 1.422,92 MW para eólica (provenientes de 54 usinas

eólicas), 1.191,24 MW para a hidráulica (63 PCHs) e 685,24 MW para a biomassa (27 usinas), totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. Os valores das tarifas de referencia para as três alternativas foram 210,20; 127,14 e 112,61 R\$/MWh para eólica, PCH e biomassa, respectivamente (MME, 2010; CGEE, 2010).

Hoje, das 54 usinas eólicas inscritas no PROINFA (1.422 MW), apenas 26 (572,5 MW) estão operando e 12 (309,6 MW) estão em construção. Entre as PCH, 47 já estão em operação (955,54 MW) e 15 (225,7 MW) em construção. Na área de biomassa, há apenas um projeto pendente, de 36 MW. Entretanto, foi o setor que mais teve rescisões contratuais, com seis empreendimentos excluídos do programa (134,9 MW)². Por intermédio do PROINFA, já foram contratados cerca de 200 MW med advindos apenas de usinas do setor sucroalcooleiro (PDE, 2010).

Estima-se que até o início de 2011, 68 empreendimentos entrarão em operação, o que representa a inserção de mais 1.591,77 MW no Sistema. Serão mais 23 PCH (414,30MW), 02 usinas de biomassa (66,50MW) e 43 usinas eólicas (1.110,97MW). Entre estas fontes, a eólica foi a mais impulsionada. O Brasil passou, em pouco mais de 3 anos, de apenas cerca de 22 MW de energia eólica instalada, para os atuais 926,89 MW instalados com participação de 0,76% na matriz. Segundo o MME (2010), o grande desafio estabelecido pelo Programa foi o índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos, que teve o objetivo principal de fomentar a indústria de base dessas fontes.

Entretanto, seis anos após sua criação, a primeira fase do PROINFA ainda não acabou e a possibilidade de existirem novas etapas está definitivamente descartada pelos técnicos da Eletrobrás. Enquanto que a primeira cumpriu o seu papel de abrir os caminhos e criar um mercado, a segunda fase mostra-se desnecessária, já que estão sendo realizados leilões específicos argumentam os técnicos. A prioridade passa a ser a conclusão dos projetos de PCH, eólicas e termelétricas com biomassa ainda pendentes, que representam cerca de 30% do programa. A data limite para a operação dessas usinas foi 31 de dezembro de 2010. Porém, 16 projetos, todos de energia eólica, com um total de 540,7 MW ainda não iniciariam as obras e os outros 28 projetos, que somam 571,3 MW, estão atualmente em obras. Segundo a Eletrobrás, os atrasos se devem a problemas com a conexão ou com o licenciamento ambiental ou com a invasão de áreas por integrantes do Movimento dos Sem-Terra³.

² Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2010/02/02/403330/adeus-proinfa-2.html>>.

³ Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2010/02/02/403330/adeus-proinfa-2.html>>.

A produção de energia a partir de fontes renováveis no PROINFA com sua total implantação, deveria gerar mais de 150 mil empregos diretos e indiretos. Somente na região Nordeste, a expectativa era de geração de mais de 40 mil empregos. Exigindo a qualificação desde engenheiros até técnicos das mais variadas formações. Os investimentos são da ordem de R\$10,14 bilhões, com financiamentos de cerca de R\$ 7 bilhões e receita anual em torno de R\$ 2 bilhões (Eletrobrás, 2010). A necessidade de treinamento, portanto, para estes 3 segmentos aparece como oportunidade para o SENAI em todo o país já que a distribuição destes projetos não priorizou nenhuma região em especial.

Vale ressaltar que o PROINFA já cumpriu seu papel quanto ao estímulo da introdução da fonte eólica como será visto no próximo item, que relata a diminuição considerável do preço por MWh dos empreendimentos deste tipo, quase a metade do valor pago pelo programa.

3.3 Leilão de fontes alternativas

A contratação de energia de fontes alternativas visa obter energia de fontes de geração específicas para o atendimento da demanda de mercado prevista pelos agentes de distribuição, com base em suas “Declarações de Necessidades” submetidas ao Ministério de Minas e Energia. Os vencedores dos Leilões de Fontes Alternativas firmam Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs).

Até o último leilão de fontes alternativas de agosto de 2010, tinha-se a visão de que a energia eólica⁴ era interessante ambientalmente, mas sua participação seria limitada devido ao elevado custo de produção. Porém, nos leilões de agosto de 2010 a eólica foi responsável por 70% da energia comercializada. Os preços ofertados pelos empreendedores eólicos foram função de uma série de fatores, entre os quais o desenvolvimento da indústria nacional de turbinas eólicas e a pré-disposição dos empreendedores em obterem menores taxas de retorno com o objetivo de criar definitivamente um mercado de energia eólica no Brasil. A adoção desta estratégia agressiva só foi possível devido a presença de empresas multinacionais nos novos arranjos para obter uma robustez financeira. Soma-se a isso a queda do dólar, que

⁴ O potencial de energia eólica estimado para o Brasil é de geração de 143 mil MW.

fez com que os equipamentos importados para as usinas eólicas ficassem mais baratos. Além disso, com a crise internacional o mercado dos países de origem desses fabricantes não está aquecido fazendo com que eles busquem alternativas para investir. Ao mesmo tempo, o BNDES e, sobretudo, o Banco do Nordeste oferecem condições de financiamento bastante favoráveis aos empreendimentos eólicos. Estas condições foram importantes para a competitividade das usinas eólicas nos leilões e permitiu a manutenção do ciclo expansivo da energia eólica no Brasil. Estes fatores ajudam a explicar o preço médio que foi alcançado nos últimos leilões de R\$ 148,00 por MWh. No entanto, é preciso considerar que, além de vantagens advindas de uma melhor engenharia financeira por parte de projetos eólicos, o setor de bioeletricidade possui sua dinâmica de investimentos atrelada à expansão da produção de etanol e açúcar. Logo, como não é um momento de novos investimentos na produção de etanol e açúcar, não seria plausível se imaginar uma grande oferta de projetos de biomassa com preços competitivos nos leilões de agosto de 2010 (CASTRO et al, 2010).

Nos leilões de agosto de 2010, houve um total de 12 usinas de biomassa que comercializaram 190,6 MW médios a um preço médio de R\$ 144,20 por MWh. Apesar da grande vantagem que a fonte eólica teve, espera-se que o desenvolvimento da tecnologia de aproveitamento da palha aumente a competitividade da biomassa e acredita que o *retrofit* de usinas e o uso de caldeiras de pressão mais alta possam ser importantes medidas para ampliar a participação da fonte. Segundo Tolmasquim, presidente da EPE, a Empresa de Pesquisa Energética está comprometida também em mostrar aos empresários do setor de açúcar e álcool, que o investimento em cogeração de energia significa uma renda fixa para o negócio, dando, assim, mais estabilidade ao fluxo de receita dessas usinas. O executivo ressaltou ainda que a taxa de retorno exigida pelos empresários está acima da realizada no setor elétrico, refletindo o mercado principal em que atuam. Não obstante, um dos principais obstáculos à venda do excedente de energia é a falta de ligação entre as usinas e o sistema de abastecimento nacional, impedindo, assim, a expansão do setor (CASTRO et al., 2010).

Ao mesmo tempo, a participação de projetos de biomassa nos leilões de energia nova, onde não há diferenciação da fonte energética, não viabiliza a sua contratação. O problema é que a biomassa apresenta sinergias e externalidades o que não são levadas em consideração na comparação de tarifas usada nos leilões de energia nova. Em termos de sinergia pode-se citar que a indústria de bens de

capital brasileira está capacitada para ofertar os equipamentos necessários para instalação da planta de co-geração com coeficiente de importação próximo do zero. Outra vantagem está na complementaridade da biomassa com a energia hidroelétrica em função de ser gerada no período seco, possibilitando manter o nível dos reservatórios. Desta forma, a contratação de energia baseada na biomassa aparentemente com um custo superior às térmicas fósseis, pelas regras dos leilões de energia nova, justifica-se pelas inúmeras externalidades positivas relativas a esta fonte de energia. A biomassa é mais eficiente porque é complementar a geração hídrica e permite evitar o que se pode denominar por “armadilha térmica”. Este termo surge dos resultados verificados nos últimos leilões de A-3 e A-5 ocorridos em 2007 e 2008. A falta de projetos de hidroelétricas e de fontes renováveis como a biomassa e eólica nos leilões provocou a contratação de quase 7.000 MW de usinas térmicas a óleo combustível, o que contraria a tendência mundial e causa preocupação no setor elétrico brasileiro em função da poluição, preço da energia mais cara, grau de importação de equipamentos e de combustível, etc. (CASTRO *et al.*, 2009).

Se as vantagens do uso das fontes alternativas renováveis de energia não forem absorvidas pelo planejamento energético nacional corre-se o risco de criar uma distorção significativa deixando-se de lado as externalidades positivas dessas fontes e a complementaridade que elas proporcionam.

A eólia também pode ser considerada complementar já que o regime de ventos proporciona maior intensidade do uso desta fonte exatamente no período seco.

O setor de energia de fontes alternativas renováveis no Brasil é promissor e está relacionado à sua vocação de país tropical com grande oferta de biomassa, potencial hídrico, insolação e ventos. É necessário, no entanto, um aprimoramento dos modelos de planejamento absorvendo as externalidades positivas das fontes renováveis e sua complementaridade. Além disso, é importante o refinamento do aparato regulatório para que as inovações neste setor possam ser rapidamente absorvidas como no caso de biocombustíveis de segunda geração.

A formação profissional necessária ao desafio de manter crescente o desenvolvimento do setor de energia de fontes alternativas renováveis é imenso e necessita de constante prospecção, pois ela mantém uma dinâmica muito intensa e complexa porque envolve conceitos de descentralização, redução de

escala e geração distribuída. Desde técnicos até engenheiros e pesquisadores, os profissionais qualificados voltados especificamente para a área são essenciais não só para suportar o desenvolvimento do setor, como estabelecer uma alternativa competitiva para o país com tantas qualidades e vantagens comparativas em relação às fontes alternativas.

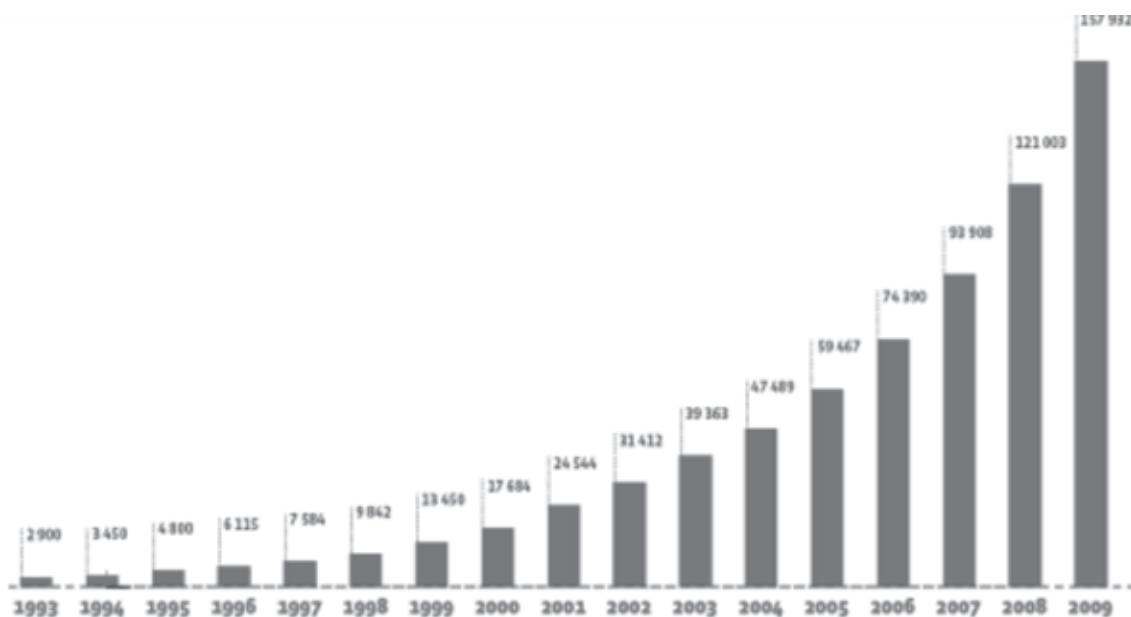
4 EÓLICA

Neste estudo a energia eólica é considerada como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação dos ventos em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica, ou através de cata-ventos e moinhos para trabalhos mecânicos diretos, como bombeamento de água.

4.1 Panorama mundial

O recente incremento na taxa de crescimento de plantas de energia eólica no mundo se deve essencialmente a uma combinação de elementos. Fatores ambientais como as mudanças climáticas, aperfeiçoamentos tecnológicos e aumento de capacidade nos equipamentos, além da segurança energética e apoio financeiro em alguns países foram bastante importantes. O Gráfico 10 mostra o crescimento da capacidade instalada nos últimos anos. Sempre crescente, essa taxa atingiu 30 % em 2008 em relação a 2009.

Gráfico 10 - Evolução da Energia Eólica no Mundo desde 1993



Fonte: EurObserv'ER 2010.

A geração de energia eólica pode ser considerada como a mais madura entre as fontes renováveis no mundo. Na Alemanha, Espanha e Dinamarca a energia eólica responde 3%, 11% e 19% respectivamente da energia elétrica produzida durante o ano de 2007 e especificamente na Dinamarca chega-se ao atendimento de 43% da demanda de eletricidade quando o parque eólico está funcionando a toda carga. A eletricidade gerada em parques onshore neste países hoje está entre 9 a 13 cents de US\$ /kWh tornando esta fonte somente 32 % mais cara que aquela gerada pelo gás natural em uma turbina de ciclo combinado (*combined cycle gas turbine – CCGT*). Pode-se considerar assim que a geração eólica em terra começa a competir com as fontes convencionais sem subsídios onde as velocidades de ventos são altas o suficiente. Não há dúvida, entretanto, que o suporte por meio de subsídios na forma de “*feed-in*” e taxas de créditos atrativas fornecidos pelo governo foram fundamentais para os países se tornarem líderes mundiais no setor nos últimos anos.

Em 2006 as instalações eólicas tiveram um custo total abaixo de US\$ 1224/kW na Dinamarca e chegaram a US\$ 1707/kW no Canadá. Desde 2004, o preço do aerogerador constitui aproximadamente 75% do custo do projeto e teve um aumento da ordem de 20% em razão da expressiva demanda pelos equipamentos e o rápido crescimento do setor. A operação e manutenção, incluindo-se seguro, administração e aluguel do parque eólico atingiram de 2% a 3,5% do custo de capital, representando US\$ 13/MWh a US\$ 24/MWh. Reduções destes custos nos aerogeradores *onshore* devem ocorrer em pouco tempo. Devido a queda da atividade econômica na maior parte das nações desenvolvidas houve reduções importantes em 2010, levando-se em conta uma taxa de aprendizagem de 10% por ano, e capacidade cumulativa dobrada a cada três anos. Pode-se projetar, entretanto, que em 2015, tendo-se como referência uma turbina de 2MW, os valores estariam entre US\$ 5,3/MWh em local de vento intenso e US\$ 6.3/MWh para o vento médio de acordo com a Agência Internacional de Energia.

Seis fabricantes de aerogeradores responderam por aproximadamente 90% das encomendas em 2006. Novas fábricas estão surgindo na Europa e na Índia, China e os Estados Unidos. Quatro grandes companhias abriram instalações industriais nos

EUA em 2006 inclusive a indiana Suzlon. Há 40 fabricantes operando no mercado chinês, e uma deles, a Goldwind, alcançou as dez maiores no mercado mundial. A Tabela 6 mostra a concentração deste mercado de fabricação de aerogeradores.

Tabela 6 - As 10 maiores fabricantes de aerogeradores

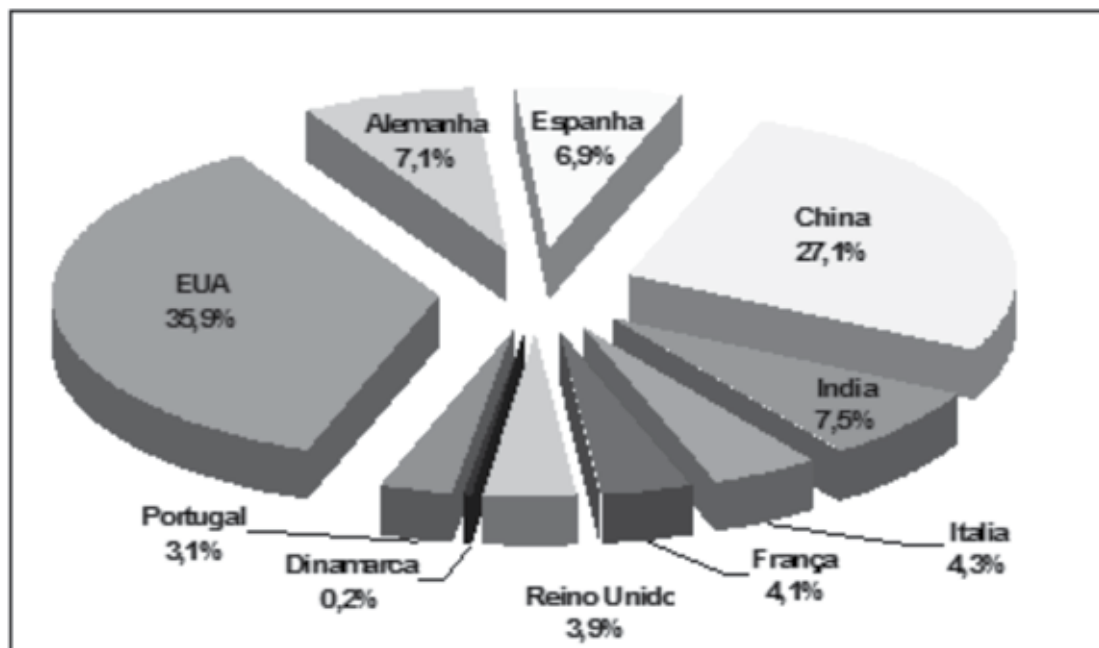
Companhia	País de origem	Capacidade instalada acumulada em 2006	Capacidade fornecida em 2006	Participação no mercado (%)	Capacidade instalada acumulada em 2006	Participação no mercado acumulada (%)
VESTAS	Dinamarca	20766	4.239	26,49	25.006	32,01
GAMESA	Espanha	7912	2.346	14,66	10.259	13,13
GEWIND	EUA	7370	2.326	14,53	9.696	12,41
ENERCON	Alemanha	8685	2.316	14,47	11.001	14,08
SUZLON	Índia	1485	1.157	7,23	2.641	3,38
SIEMENS	Dinamarca	4502	1.103	6,89	5.605	7,18
NORDEX	Alemanha	2704	505	3,16	3.209	4,11
REPOWER	Alemanha	1522	480	3,00	2.002	2,56
ACCIONA	Espanha	372	426	2,66	798	1,02
GOLDWIND	China	211	416	2,60	627	0,80
Outras		6578	689	4,31	7.267	9,30
Total		62108	16003	100	78110	100,00

Fonte: BTM Consult, 2007.

O ano de 2008 sem dúvida foi aquele que consolidou no planeta a energia eólica como a opção de renovável mais procurada e madura. Neste ano as instalações eólicas mais que dobraram em relação a 2005 e ultrapassaram os 58 bilhões de Dólares em investimentos. O mercado de turbinas teve um crescimento da ordem de 42%, dez vezes mais que o de 10 anos atrás. Os EUA e a China participaram com 58% do mercado de compra de turbinas no ano e a Dinamarca, pioneira no setor, caiu para a nona posição, mas ainda continua a líder na participação desta fonte na produção interna de eletricidade.

Além da dinâmica do setor, o crescimento mais acentuado em alguns países do grupo dos 10 primeiros no ranking de potência instalada variou bastante em 2008, como pode ser observado na Figura 13.

Gráfico 11 - Participação na capacidade instalada em 2008



Fonte: World Wind Energy Report, 2008

A disseminação da fonte renovável continua com novas áreas ingressando no ano, como o caso da Mongólia e o Paquistão. No ano passado já se chegava a 76 o número de países que dispunham de algum tipo de instalação eólica com fins comerciais. Mais de 32 contavam com parques com potência instalada superior a 100MW, incluindo-se, neste caso o Brasil. Em 2008 16 países detinham parque eólico maior 1 GW, um crescimento de 23% em relação a 2007. A Turquia e a Bulgária tiveram taxas de crescimento expressivo 61% e 176% respectivamente, no grupo de países que já contam com parques eólicos acima de 100MW. Bem acima do Brasil, que teve um aumento de praticamente 37% no mesmo período.

Por outro lado, grande parte da América Latina se mostrou estagnada em termos de crescimento, em 2008. A capacidade instalada está em torno de 0,5% da mundial, apesar de ter apresentado um crescimento anual da ordem de 21%, chegando a 667MW. Somente o Brasil e o Uruguai apresentaram crescimento significativo na região no ano. Entretanto, há muitos projetos em construção em outros países como Argentina, Chile, Costa Rica e México, previstos para 2009.

Tendo em vista as duas faces da crise global, financeira e ambiental em razão das mudanças climáticas, a alternativa eólica aparece como opção consistente, confiável e doméstica. Certamente é difícil prever em curto prazo quais serão os

impactos da falta de crédito para o setor. Entretanto, os projetos eólicos de pequena escala bem desenhados, baseados em mecanismos de *feed-in* devem ser menos afetados pela crise financeira em contraste com projetos de grande porte como os parques eólicos *offshore*.

Normalmente os investimentos no setor são de baixo risco devido à vida útil das turbinas e seu custo de manutenção previsível. O uso de energia eólica implica em um controle significativo sobre os custos de geração, pois não há dependência dos preços de combustíveis fósseis e estes podem ser considerados marginais em relação aquele do equipamento e instalação.

A indústria eólica tem se beneficiado amplamente de mecanismos de estímulo como uma legislação favorável e generosa, particularmente na Europa e Índia, países que até recentemente acolheram as maiores instalações em termos de capacidade de geração. Em 2008, os EUA e a China ganharam também outro status no ranking dos geradores. Entretanto, esta indústria ainda precisa das políticas propostas e reforço e renovação destas para continuar prosperando. Incentivos para o aumento do investimento na rede de transmissão também facilitarão a consolidação do setor paralelamente a alternativas de geração de energia renovável.

4.2 Tecnologia

De maneira geral o vento é um recurso ainda pouco utilizado e capaz de suprir as necessidades de demanda de energia elétrica no mundo. Devido às características técnicas desta fonte, a energia eólica se tornará uma parte importante em um conjunto de energias de fontes alternativas renováveis com capacidade complementar considerável, como é o caso no Brasil na interação com a energia hidrelétrica.

Pesquisadores do Projeto de Energia e Clima Global da Universidade de Stanford fizeram uma avaliação do potencial global dos ventos usando cinco anos de dados do Centro Nacional de Dados Climáticos do EUA (NCDC). No estudo estimou-se que os recursos eólicos do planeta podem gerar mais do que o suficiente para satisfazer totalmente a demanda de energia global. Após compilar dados de 7.500 superfícies e 500 balões-atmosféricos que monitoram a velocidade de vento no globo a 80 metros sobre nível do mar, concluíram que praticamente 13% do

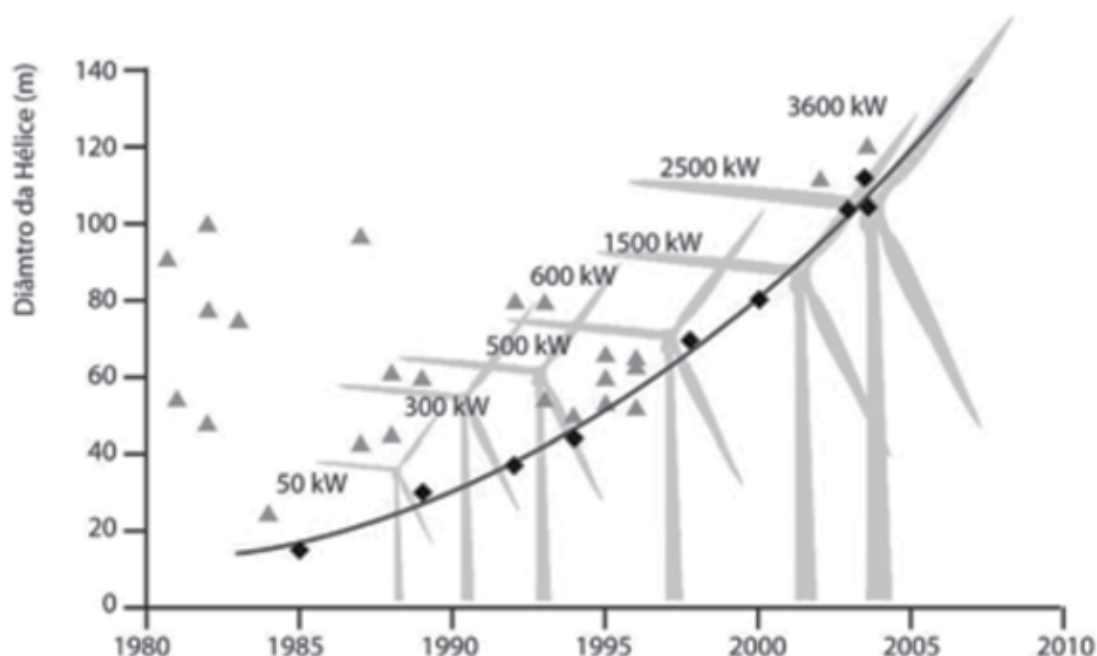
total tiveram uma velocidade de vento de 6,9 metros por segundo (Classe 3), ou seja, condições que tornam a fonte economicamente viável. Usando-se apenas 20% deste potencial para geração, o relatório conclui que a energia eólica poderia satisfazer sete vezes a demanda de eletricidade do mundo no ano 2000. Outro estudo realizado pelo Conselho Alemão em Mudanças Globais (WBGU), intitulado “World in Transition—Towards Sustainable Energy Systems” (2003) calculou que o potencial técnico global para produção de energia *onshore* e instalações próximas da praia era 278.000 TWh por ano. Considerando-se que somente 10–15% deste potencial seriam viáveis do ponto de vista da sustentabilidade, o potencial eólico real seria de aproximadamente 39.000 TWh/ano, portanto, mais do que o dobro da demanda de eletricidade global atual. Os cálculos da WBGU sobre o potencial técnico estavam baseados em valores de média de velocidades de vento dos dados meteorológicos compilados em 14 anos (1979–1992). Assumiu-se no estudo o uso dos sistemas avançados de conversão de energia, além de limitações como a exclusão de todas as áreas urbanas, florestas, áreas alagadas, unidades de conservação, geleiras e dunas. Não se considera no trabalho a agricultura como competidora com energia dos ventos no uso de terra.

A tecnologia *onshore* pode ser considerada madura com avanços no desenvolvimento das turbinas existentes e aumento de suas dimensões. A indústria desses equipamentos tem se baseado nos aerogeradores de três pás, popularizado e comercializado por companhias dinamarquesas nos anos 90. Recentemente, entretanto, com o crescimento da demanda por equipamentos, os dinamarqueses que eram preponderantes no mercado perderam espaço para outros fabricantes e houve a inserção de outras tecnologias, recorrentes ou novas. Surgiram turbinas simplificadas de duas pás para velocidade de ventos menores especialmente aquelas destinadas a regiões litorâneas ou operações *offshore*. Outras áreas impulsionaram as atividades *onshore* como melhoria das operações de manutenção e aprimoramento da gestão do parque eólico.

Atualmente o aerogerador, considerado padrão e mais utilizado, é o de três pás com eixo horizontal, frontal e conectado a rede. A média da capacidade destes equipamentos instalados ao redor do mundo, em 2007, foi de 1.492 kW. A Figura 14 ilustra como o aerogerador vem aumentando de tamanho desde 1980. A maior, a ENERCON E12, tem potência de 6MW e um rotor com diâmetro de 126 metros. Os aerogeradores dobraram de tamanho nos últimos 5 anos, mas espera-se que não

haja mais um crescimento expressivo, pois existem limitações quanto ao transporte das peças e instalação das mesmas.

Gráfico 12 - Evolução das turbinas eólicas entre 1980 e 2005



Fonte: German Wind Energy Institute (DEWI), 2006.

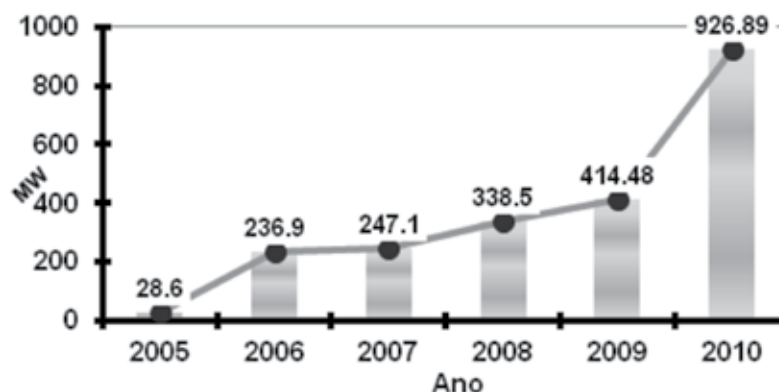
Os aerogeradores podem operar em um amplo espectro de velocidades. Pode-se operá-los com ventos desde 3 a 4 m/s até aproximadamente 25 m/s (90 km/h). A maioria dos modelos de aerogeradores mais modernos faz melhor uso das variações constantes no vento mudando o ângulo das lâminas (passo) por controle automático, virando o rotor inteiro na direção de melhor aproveitamento do vento troca e operando a velocidade variável. A operação em velocidade variável permite a adaptação às velocidades de vento e harmonia com a operação da rede de transmissão. Sistemas de controle sofisticados proporcionam a otimização do desempenho da turbina e a produção de eletricidade.

Os principais fatores que orientam a construção de um aerogerador atualmente são: confiabilidade, compatibilidade com a rede, desempenho acústico (redução de ruído), maximização da eficiência e do desempenho aerodinâmico e produtividade em várias velocidades.

Nos últimos anos os aerogeradores *onshore* foram, na maioria, produzidos com capacidade entre 1,5 a 3MW. Fato que possibilitou a produção em série de milhares de turbinas com a mesma configuração, possibilitando a resolução de problemas e aumento de confiabilidade. As inovações contínuas nestes equipamentos relacionam-se ao uso de diferentes materiais compostos para fabricação da pá, especialmente para assegurar que o peso delas seja mantido com um mínimo de variações para aumento da confiabilidade.

4.3 Panorama no Brasil

O Brasil a despeito do enorme potencial hidrelétrico procura acompanhar a tendência mundial para o uso da energia eólica. O país é um dos poucos países do mundo com um regime de ventos capaz de gerar energia 24 horas por dia, durante 365 dias do ano. Mesmo assim, ainda não conta com um parque eólico expressivo, hoje limitado a 926,89 megawatts (MW), com 50 usinas em funcionamento, representando 0,76 do parque nacional de geração elétrica de acordo com dados de janeiro de 2010 fornecidos pela ANEEL. Apesar de não contar com condições tão favoráveis, países como a Alemanha; os EUA, a Espanha; ou ainda a Dinamarca contam com um parque muito maior. A Índia dispunha de uma capacidade instalada de 9587 MW, em 2008, o suficiente para assegurar a condição de quarto em capacidade instalada, já o Brasil fica próximo ao 20º lugar. Embora programas oficiais, como o PROINFA, tenham previsto a instalação de cerca de 1.422 MW de geradores até o fim de 2008, uma conjugação de fatores como a conexão à rede e metas inexecutáveis de conteúdo nacional dos equipamentos já que existia um único fabricante de turbinas, a alemã Wobben Windpower, não proporcionaram a evolução adequada do setor. A Figura 15 mostra como se deu a ampliação de capacidade instalada no Brasil nos últimos 5 anos.

Gráfico 13 - Evolução da Energia Eólica no Brasil

Fonte: World Wind Energy Report 2008 e ANEEL 2010

Outro obstáculo para o desenvolvimento da fonte eólica no Brasil é a extensão territorial do País. Como o maior potencial encontra-se no litoral das regiões Nordeste e Sudeste, a implantação de parques eólicos precisa de investimentos significativos em transmissão. Não há investimento sistematizado na instalação de novas linhas que permitam a conexão das usinas ao sistema. Com custos ainda elevados no início, as turbinas eólicas demandam quase sempre subsídios ou medidas de estímulo governamental para se tornarem economicamente viáveis, como foi nos países que hoje dispõem de maior potência instalada no mundo. O Brasil mostrou que não há mais necessidade de subsídio, como observado nos últimos leilões de energia renovável. O PROINFA parece ter cumprido seu papel possibilitando a queda dos custos com o aumento da escala e uma condição internacional muito favorável em termos de câmbio e oferta de equipamentos.

Um modelo tendo como base séries históricas de dados de vento e a curva de potência da turbina eólica pode auxiliar na avaliação do grau de viabilidade de um parque eólico para o empreendedor. Como a variação da intensidade dos ventos influencia os custos de produção, técnicos do Cepel sugerem que o risco eólico está no impacto da aleatoriedade do vento no fluxo de caixa do projeto. Por isso, é necessária a geração de séries sintéticas de velocidade de vento diferentes da série histórica (que são dados diários passados de velocidade de ventos medidos por anemômetros), mediante a aplicação de método de Simulação. Com a análise de risco mediante a aplicação do método simulação é possível gerar séries sintéticas, considerando as diversas oscilações do vento, para o cálculo dos valores esperados dos indicadores financeiros. Por meio destes dados é possível fazer uma análise econômica de sensibilidade do empreendimento.

No setor as necessidades de profissionais qualificados são imensas, pois há concentração de parques eólicos onde não há mão de obra especializada. Além disso, a dinâmica tecnológica do setor e sua gestão são intensas necessitando de uma reciclagem e atualização dos profissionais, pois as turbinas estão em evolução, deixando em alguns casos a transmissão mecânica para o acionamento direto do gerador. Há demanda para profissionais de implantação do parque e para operação e manutenção do mesmo. A velocidade da expansão não é acompanhada pela formação de pessoal qualificado. O nordeste certamente hoje é a região com maior carência deste profissional.

5 ENERGIA SOLAR: STATUS E PERSPECTIVAS NO BRASIL E NO MUNDO

A energia solar considerada neste trabalho refere-se a qualquer tipo de captação de energia luminosa ou térmica proveniente da luz fornecida diretamente pelo Sol, e posterior transformação desta em energia útil pelo homem, seja em calor, energia elétrica ou mecânica.

Quase todas as fontes de energia - hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos - são derivadas da energia solar. Como o Sol está muito distante, os raios de luz chegam paralelos entre si e aqueles que atingem a Terra interceptam uma área **A** igual a da seção transversal da Terra. A potência incidente média numa área de 1m^2 é a chamada constante solar (λ), que é igual a **1,35 kJoules/m²/s**. Logo, energia **E** que chega a Terra emitida pelo sol a cada segundo $\rightarrow E = \lambda \times \text{Área} = 1,713 \times 10^{17}$ Joules, ou seja, $6,17 \times 10^{20}$ Joules em uma hora, equivalente a 14.726 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). Isto representa mais do que toda a energia primária gerada pelo homem no planeta, em 2008 (IEA, 2010). A energia solar é, portanto, a fonte energética renovável de maior importância para o futuro da humanidade.

A radiação, porém, não atinge de maneira uniforme toda a superfície terrestre. Depende da latitude, da estação do ano e de condições atmosféricas como nebulosidade e umidade relativa do ar. Devesse ressaltar que o Brasil, por estar localizado próximo ao Equador, tem potencial solar destacado. Ao passar pela atmosfera terrestre, a maior parte da energia solar manifesta-se em três faixas de comprimento de onda: luz visível, infravermelho e ultravioleta. A radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes, além de geração de potência mecânica. Pode também ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos sobre determinados materiais, dentre os quais se destacam o fotovoltaico, descritos a seguir:

5.1 Tipologias

5.1.1 Energia solar fotovoltaica

Os princípios físicos da tecnologia da célula fotovoltaica foram descobertos há quase duzentos anos, mas a construção dos primeiros painéis fotovoltaicos só ocorreu na década de 1950, por conta da necessidade de alimentação elétrica de satélites artificiais.

Hoje ela se divide essencialmente em três categorias: silício cristalino, filmes finos, e fotovoltaicos concentradores. O material mais empregado nas células fotovoltaicas atualmente é o Silício (Si)⁵. Apesar de ter pouquíssimos produtores de células fotovoltaicas, o Brasil tem a maior reserva mundial de silício e insolação adequada, indicando o grande potencial para o desenvolvimento desta tecnologia no país e, portanto, a necessidade de qualificação profissional em todos os níveis de educação. Desde o arranjo de novos negócios até a instalação de fábricas de produção das células baseadas em silício, o setor precisa ser estruturado a luz do que foi feito com a energia solar-térmica para aquecimento de água.

A célula fotovoltaica tem como base a chamada junção PN (Positivo-Negativo). Para isso, associa-se a uma camada de material (silício ou outro semicondutor) com pequenas quantidades de certas “impurezas”, chamadas dopantes. O dopante, similar a estrutura e valência do material semicondutor, tem um elétron a mais ou a menos do que este. Por exemplo, o fósforo possui cinco elétrons na banda de valência e produz um semicondutor negativo (N), com um elétron livre que pode ser facilmente removido.

Por outro lado, alumínio, boro, índio e gálio têm valência de três elétrons somente e o semicondutor resultante com sua dopagem é do tipo positivo (P), que tem lacunas onde deveriam estar os elétrons perdidos. Assim, no interior de uma célula fotovoltaica (FV) há duas camadas de impurezas: uma dopada com elemento que tende a perder elétrons (N) e a outra com um elemento que tende a absorvê-los (P). A área de contato entre as camadas é a junção PN. Quando os dois tipos

⁵ Elemento semicondutor, que possui quatro elétrons na banda de valência. É o material básico da indústria eletrônica (chips) e o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre.

de semicondutores são inseridos numa junção PN, como os portadores possuem cargas opostas, eles se movimentam na direção um do outro, produzindo um campo elétrico. Quando a luz é absorvida por uma junção PN os elétrons são liberados pelos fótons incidentes e se difundem através da região tipo-n até se recombinar com um elétron que esteja passando pelo circuito externo.

As principais tecnologias de fabricação de células fotoelétricas utilizadas atualmente estão listadas a seguir, dividindo-se em 3 grande grupos (OECD/IEA, 2008). As eficiências teórica, comercial e em escala laboratorial destas alternativas tecnológicas estão ilustradas na Figura 16:

– **Derivados de Silício:**

- **Silício Cristalino (monocristalino e policristalino)** - É a tecnologia mais empregada no mercado atualmente, com uma participação de 95% das células fotoelétricas;
- **Silício Amorfo (a-Si)** - Participação de cerca de 3,7% do mercado de células fotoelétricas;

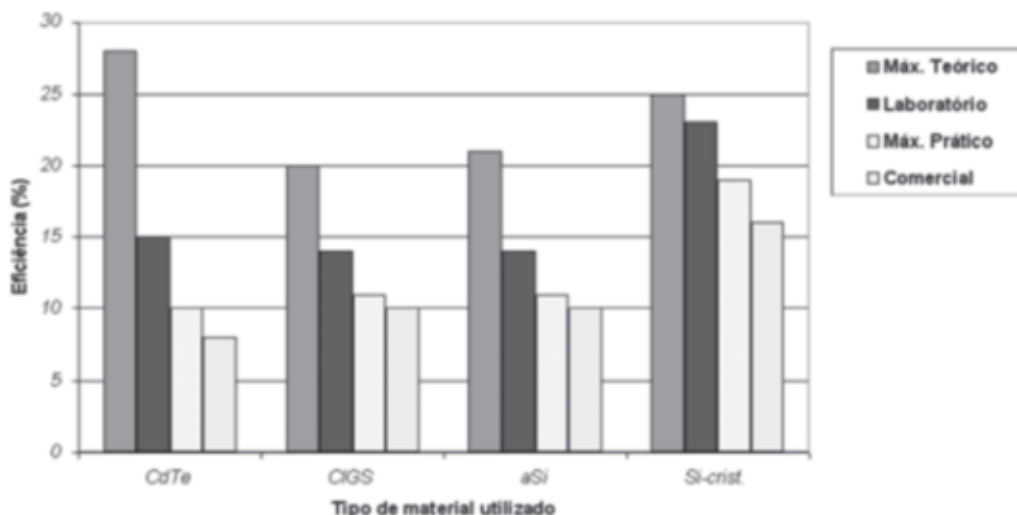
– **Filmes Finos – FF (estes também podem utilizar o a-Si) :**

- **Células de filme fino (CIGS)** - Fabricadas com $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ têm participação de 0,2% do mercado de células fotoelétricas. Atualmente sofre problemas com o abastecimento de índio para sua produção, já que 75% de todo o consumo no mundo destina-se a fabricação de cristal líquido que compões os monitores de LCD;
- **Arseneto de Gálio (GaAs)** - Tecnologia mais eficiente empregada em células solares, com rendimento de 28%. O custo de fabricação ainda é muito alto, sendo usado apenas em painéis solares de satélites artificiais;
- **Telureto de Cádmio (CdTe)** - Participação de 1,1% do mercado de células fotoelétricas. Tecnologia que emprega filmes finos de telureto de cádmio. Apresenta problemas devido à alta toxicidade do cádmio.

– **Fotovoltaica concentrada (FVC)**

Consiste em combinar o uso de materiais reflexivos para concentrar a intensidade da luz focada nas células fotovoltaicas. As eficiências chegam a 35%. O Gráfico 14 compara várias tecnologias fotovoltaicas.

Gráfico 14 – Eficiência comercial, em laboratório, e teórico de células fotovoltaicas



Fonte: Dutra, R. - "Tecnologia Solar Fotovoltaica". CEPEL – Departamento de Tecnologias Especiais . 2010.

Obs: (CdTe)-Telureto de Cádmiio , (CIGS) Células de filme fino , (a-Si) Silício Amorfo , (Si-crist) SilícioCristalino

Melhoras em eficiência será parte da chave para a futura comercialização da tecnologia FV de baixo custo. Várias tecnologias concorrentes paulatinamente vêm melhorando sua eficiência em escala laboratorial. Baseado nas diversas rotas tecnológicas das células solares, verifica-se que a rota tecnológica do silício se caracteriza pelo aumento contínuo e paulatino de eficiência nas últimas décadas. Quando associada a concentradores o silício aumenta ainda mais sua eficiência. No Brasil para se obterem economias de escala, seria interessante a intensificação das pesquisas voltadas para concentração. São muitos os usos de placas solares de pequeno porte. Desde alimentadores de placas sinalizadoras em estradas até pequenos sistemas de iluminação, as aplicações podem ser ampliadas e permitiriam a criação de um mercado para placas fabricadas no Brasil. Os incentivos, tanto para o desenvolvimento para este tipo de tecnologia como para formação profissional nesta área auxiliaria o processo de difusão desta tecnologia.

Outra tecnologia essencial a esta rota tecnologia é a de acumuladores. Estes são essenciais às células fotovoltaicas, pois são eles que proporcionam a

manutenção do fornecimento da energia durante à noite. Além da convencional bateria chumbo-ácido, que hoje é usada nos sistemas fotovoltaicos ou veículos, os acumuladores têm uma longa rota de desenvolvimento. Estão sendo desenvolvidas, entre outras, baterias com nanotecnologia, bateria com ar combustível ou uso de vírus ou bactérias para acumulação de energia. Certamente este é um setor que terá desdobramentos muito rápidos e várias rotas estão sendo usadas para o seu desenvolvimento. Passa ser essencial o acompanhamento desta tecnologia, pois ela será essencial para a foto-eletricidade.

5.1.2 Energia termossolar ou heliotérmica

É uma tecnologia que converte a energia solar diretamente em calor, aquecendo normalmente água ou outro fluido podendo ser utilizada diretamente ou convertendo o calor absorvido em eletricidade por meio de uma turbina térmica. Ela pode ser utilizada em edificações para aquecimento de água para banho e cocção ou ambiente. Em sistemas mais complexos a energia termossolar é utilizada para produzir vapor para uma turbina para posteriormente gerar eletricidade. Neste último caso, normalmente se usam arranjos de espelhos para refletir e concentrar a radiação solar sobre um fluido condutor de calor na usina. Os espelhos variam de forma. Os mais comuns são os cilindros parabólicos, seguido por sistemas com torre central e arranjos de espelhos (“heliostats”) ao redor. Discos parabólicos, que utilizam um pequeno motor no centro de cada disco, são ainda menos comuns por causa de seu maior custo.

Diferentemente dos painéis fotovoltaicos, a tecnologia solar térmica concentra a luz do sol e a não usa de forma difusa. O potencial de aproveitamento da radiação solar direta são maiores em países do Meio Oeste, África Norte, México, e África do Sul. Há partes da Índia e China que também têm potencial considerável. Na Europa, apenas Espanha e Portugal possuem um potencial moderado. No Brasil há insolação considerável, mas também muita umidade, o que reduz o potencial desta tipologia de aproveitamento no país.

5.2 Investimentos e instalações de energia solar elétrica no mundo

Como a energia solar – tanto a fotovoltaica (FV) quanto a heliotérmica – tem custos de geração mais elevados do que a maioria das outras fontes, a maioria das instalações fotovoltaicas no mundo resulta de pressões regulatórias ou programas de incentivos generosos. Países como Alemanha e Espanha têm programas de preços fixos de longo prazo, assim como metas nacionais para a instalação dessa tecnologia. Vários estados americanos também apresentam metas de percentuais de geração através de energias de fontes alternativas renováveis e fazem jus a incentivos nacionais e estaduais.

Os países líderes em capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos são aqueles que usufruem de incentivos financeiros e econômicos consideráveis, como o Japão. O mercado de sistemas FV se encontra em um estágio bem mais desenvolvido, com capacidade instalada muito maior e recebendo um fluxo bem mais robusto de investimentos privados e incentivos fiscais do que os sistemas heliotérmicos, com a possível exceção da Espanha. A Tabela 7 mostra os mecanismos de suporte (somente) a sistemas FV em países da OCDE e o preço ao consumidor da energia elétrica nos respectivos países:

Tabela 7 - Mecanismos de suporte financeiro a energia FV em países da OCDE

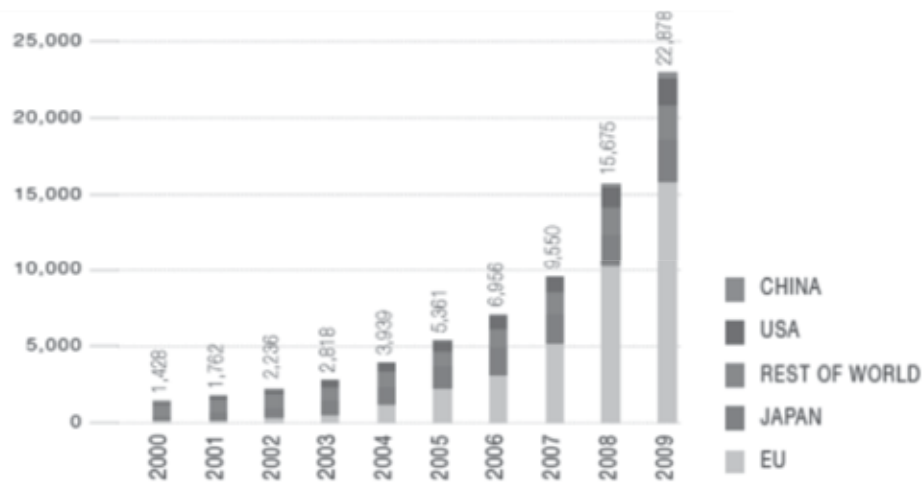
	Austrália	Áustria	Canadá	Alemanha	Espanha	França	Reino Unido	Itália	Noruega	EUA
Tarifas "feed-in"	x	x	x	x	x	x		x		x
Subsídio direto de capital	x	x		x		x	x	x		x
Esquemas de energia "verde"	x	x	x	x	x		x	x		x
Esquemas de energia "verde" para FV	x	x								x
Participação mínima de renováveis na geração de EE	x						x			x
Participação mínima de FV na geração de EE										x
Fundos de Investimento em FV			x	x	x					x
Abatimento de impostos			x			x	x			x
Medição bidirecional (demanda - geração)	x	x	x			x		x		x
Tarifação consumo líquido (demanda - geração)			x	x		x				x
Atividades de bancos comerciais	x			x		x				x

Atividades de Geradoras EE	x		x	x	x	x				x
Requerimento construções sustentáveis	x		x	x	x	x				x
Preço indicativo de EE para o consumidor residencial (centavos US\$/kWh)	10 a 14,2	26,5	7	32,4	13,7		23,8	25	12,4 a 15,9	10,2

Fonte: IEA (Agência Internacional de Energia) – “Trends in Photovoltaic Applications”, 2009

Devido ao custo financeiro associado à promoção da energia solar, vê-se na Figura 17 que a maior parte da base instalada de FV, que deve alcançar 30 GW em 2010, está localizada em países ricos. Por sinal, alguns deles, como a Alemanha e Japão (1º e 3º lugar, com 47% e 13% do total), têm baixo potencial solar, por se situarem em altas latitudes. Na Europa a energia solar, em 2009, ficou em 3º lugar em termos de capacidade instalada, atrás apenas da energia eólica e das usinas térmicas a GN. Cabe notar que a capacidade total de sistemas heliotérmicos apenas alcançou 613 MW no mesmo ano, tendo toda a expansão de sua capacidade instalada entre 2005 e 2009 ocorrida somente na Espanha e nos EUA.

Gráfico 15 – Evolução da Capacidade Instalada de Sistemas FV(MW), 2000 a 2009

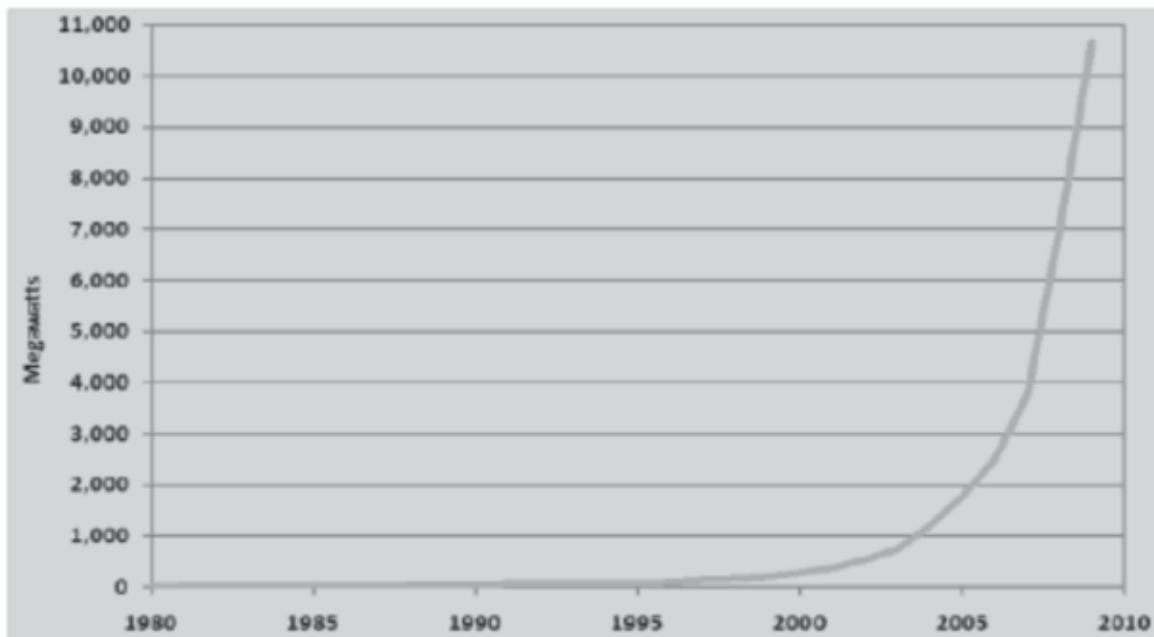


Fonte: European Photovoltaic Industry Association – Solar Generation 6 (Outubro de 2010)

Uma tendência recente dos sistemas FV é que, em função dos estímulos econômicos governamentais (principalmente as chamadas tarifas “feed-in”, onde um usuário vende a energia FV gerada à distribuidora elétrica por uma tarifa diferenciada), o maior crescimento da base instalada tem ocorrido em centros urbanos, conectados a rede elétrica (taxa anual média de 60% a.a. de 2004 a 2009).

As taxas de produção e instalação de painéis FV cresceram explosivamente entre 1995, quando alcançou potência disponível de 78 MW, e 2009, quando a mesma chegou a 10.680 MW, conforme ilustrado na Figura 18. A China tornou-se, nos últimos dois anos, o mais destacado fabricante mundial de FV, tendo produzido em 2009 painéis de 3,78 GW, mais do que a soma de Japão e Taiwan, respectivamente 2º e 3º lugares.

Gráfico 16 - Produção mundial de painéis FV em potência disponível, 1980-2009



Fonte: Worldwatch Institute - *Record Growth in Photovoltaic Capacity and Momentum Builds for Concentrating Solar Power*, 2010

O interesse por sistemas FV de pequena escala (individual) continua existindo, mas o mercado se volta para sistemas de grande porte, desenvolvidos por geradoras e/ou distribuidoras de energia. Em setembro de 2010, houve a expansão de um parque FV no Canadá que, com 80 MW, se tornou o maior do gênero no mundo. Espanha e Alemanha possuem 8 das 10 maiores plantas FV, mas isto deve

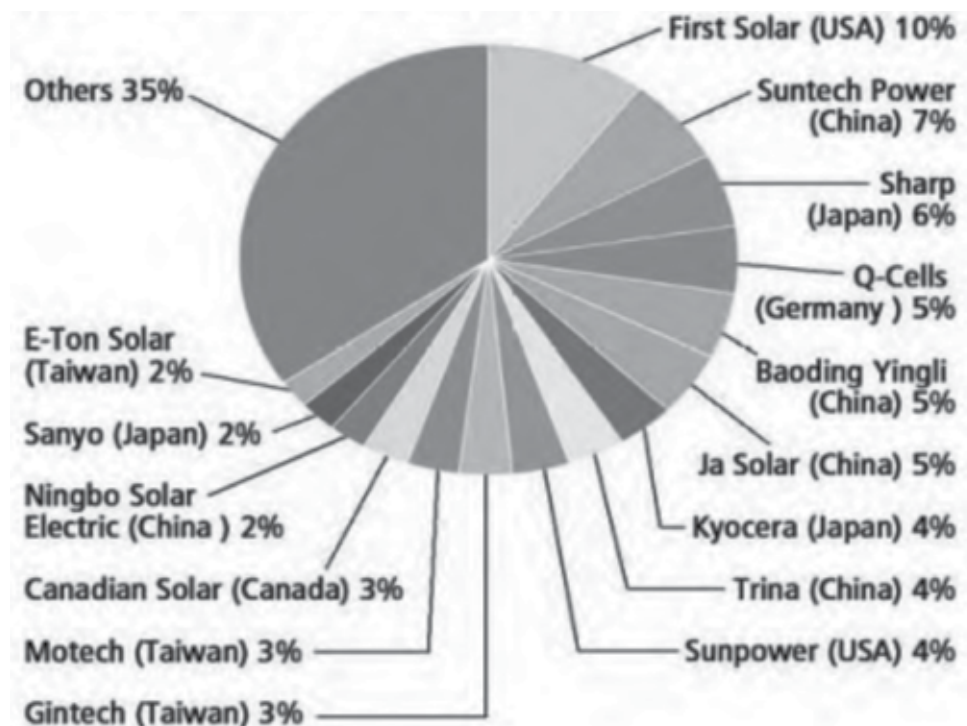
mudar em breve. A China, com apenas 300 MW instalados de FV ao final de 2009, anunciou uma carteira de projetos que somam 12.000 MW. Da mesma forma, os EUA possuem 23 projetos, entre 100 MW e 5.000 MW, em desenvolvimento no Sudoeste.

O expressivo aumento na produção de energia solar, em particular de sistemas FV, é o reflexo do aumento de investimento neste mercado. Segundo um estudo do *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2010), mais de mil empresas estão produzindo silício cristalino e 160 trabalhando com tecnologias de película fina. De fato, a taxa de crescimento anual de investimento no setor solar entre 2004-2007 foi de 160%, quase dobrando entre 2006 a 2007. Apesar da crise econômica mundial, a capacidade instalada cresceu 53% entre 2008 e 2009.

No entanto, não se pode deixar de mencionar que o ano de 2009 foi difícil para a indústria de energia solar. Apesar de ser a fonte de energia renovável com maior taxa de crescimento e potencial de geração no longo prazo, de acordo com o *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2010* (UNEP, 2010), o setor sofreu uma queda de 27% nos investimentos em relação a 2008, alcançando apenas U\$ 24 bilhões. Um dos fatores de destaque para o fraco desempenho no ano passado foi a imposição de um limite do governo espanhol quanto aos incentivos a projetos de energia solar, levando a uma abrupta queda de capacidade instalada anual – de 2.400 MW instalados em 2008 para apenas 70 MW, em 2009. Além disso, verificou-se uma escassez de linhas de financiamento para projetos de médio-grande escala na Europa e Estados Unidos.

Uma das consequências da crise financeira foi uma queda média de 50% dos módulos FV entre o 3º trimestre de 2008 e o final de 2009, que refletiu em uma mudança súbita de excesso de demanda global para excesso de oferta ao longo de toda a cadeia produtiva, principalmente por parte de novos fabricantes da China, como se vê na Figura 19:

Gráfico 17 - Participação de mercado dos principais fabricantes de FV em 2009



Fonte: REN21 – *Renewables 2010 Global Status Report*

5.3 Projeções de demanda, investimentos e geração de empregos em FV

Segundo o *Renewables 2010 Global Status Report* (REN21, 2010), o custo de geração de FV em pequena escala (telhados residenciais, de 2 a 5 kW de capacidade de pico) varia entre US\$ 0,20 e 0,50, ao passo que para sistemas de maior porte (200 kW a 100 MW), o custo médio cai para US\$ 0,15 a 0,30. No entanto, o *Solar Generation 6* (EPIA, 2010) projeta uma queda de 60% no custo da energia FV até 2020, baseado no fato de que os preços de painéis FV consistentemente caem 22% a cada duplicação da capacidade global de produção. Segundo levantamento realizado, nos últimos dois anos o preço desta solução energética caiu 40%. Além do custo, a alternativa ganha pontos no quesito eficiência dos módulos, que tem uma variação média entre 15% e 19%. Num cenário de 10 anos, o estudo aponta um aumento de eficiência da ordem de 30% - principalmente a partir de sistemas FV concentradores - o que ajudará a reduzir o preço deste tipo de energia.

O referido estudo projetou cenários de demanda global de energia FV. O cenário ilustrado na Tabela 9, refere-se ao cenário de referência da Agência Internacional de Energia (WEO 2009). Esta projeta que a penetração da energia solar na matriz elétrica mundial crescerá de 0,2% em 2010 para 0,4% em 2020; 0,7% em 2030, chegando a 1,4% em 2050. Estes números são relativamente modestos, mas tem um forte impacto no crescimento da demanda:

Tabela 8 - Evolução da capacidade Instalada (GW) de FV até 2030, cenário de referência

Cenário de Referência	2020	2030
OCDE (Europa)	30	38
Economias em transição	0	0
OCDE (América do Norte)	16	37
América Latina	1	3
Ásia em Desenvolvimento	2	11
Índia	1	4
China	8	25
Oriente Médio	1	4
África	4	15
OCDE (Pacífico)	13	19
TOTAL	77	156

Fonte: European Photovoltaic Industry Association – *Solar Generation 6* (Outubro de 2010)

Em função do forte crescimento previsto mesmo em cenários conservadores, o estudo da EPIA prevê uma queda expressiva no custo nivelado de eletricidade (\$/kWh) através de sistemas FV. O custo nivelado leva em conta os custos de uma planta (instalação, operação, manutenção etc.) ao longo de sua vida útil, de 20 a 25 anos. A referida figura mostra como ele naturalmente depende também da localização do sistema: quanto maior a irradiação (mais energia), menor o custo.

Por fim, o estudo do EPIA também projeta alguns indicadores socioeconômicos em função do crescimento global do mercado de FV. A Tabela 9 mostra as projeções até 2050 do aumento de capacidade instalada, custo de instalação, investimentos e geração anual de emprego, em três distintos cenários. Vale comentar que o documento frisa que todos os cenários (de referência) desenvolvidos nas cinco edições anteriores subestimaram o crescimento de fato observado nos anos subsequentes:

Tabela 9 - Potencial de Investimento e Geração de Emprego em Sistemas FV

Cenário Referência	2008	2009	2015	2020	2030	2040	2050
Instalação Anual (MW)	4.940	7.262	4.117	5.920	18.740	19.928	20.129
Custo (Euro/kW)	3.000	2.900	2.351	2.080	1.703	1.487	1.382
Investimento (bilhões Euros/ano)	15	21	12	13	27	3	28
Numero Empregos/ano	156.965	228.149	136.329	187.464	508.944	476.114	692.655
Cenário Acelerado							
Instalação Anual (MW)	4.940	7.262	27.091	59.031	96.171	162.316	174.796
Custo (Euro/kW)	3.000	2.900	1.855	1.340	966	826	758
Investimento (bilhões Euros/ano)	15	21	50	79	93	134	133
Numero Empregos/ano	156.965	228.149	810.228	1.690.603	2.629.968	4.027.349	4.315.343
Cenário Mudança de Paradigma							
Instalação Anual (MW)	4.940	7.262	47.000	135.376	136.833	250.000	250.000
Custo (Euro/kW)	3.000	2.900	1.499	951	744	645	596
Investimento (bilhões Euros/ano)	15	21	70	129	100	161	149
Numero Empregos/ano	156.965	228.149	1.372.185	3.781.553	3.546.820	5.563.681	5.346.320

Fonte: European Photovoltaic Industry Association – Solar Generation 6 (10/ 2010)

Vale ressaltar que o cálculo dos custos associados a eletricidade gerada a partir de fonte fotovoltaica se refere ao custo de entrega de energia que normalmente é comparado com os custos de geração dos sistemas centralizados convencionais sem impostos e as tarifas de transmissão e distribuição. Um exercício interessante no Brasil é comparar o custo do kWh pago na conta de luz com todos estes encargos versus a uma eletricidade autoproduzida por sistemas independentes em uma residência. Tomando como exemplo o preço cobrado na conta de uma determinada cocessionária nas residências, em um determinado município, pelo kWh entregue com os encargos, este chega a U\$ 0,30/kWh, considerando-se uma taxa de conversão do Dólar de R\$ 1,7/U\$. Este valor já se encontra em um patamar que viabilizaria a conversão de sistemas residenciais de maior dimensão. Assim sendo, o emprego gerado por indústria de fabricação de painéis fotovoltaicos para este fim aparece com uma alternativa com viabilidade de curto e médio prazos.

5.4 Potencial solar e instalações FV no Brasil

O Brasil é privilegiado em termos de radiação solar. O Atlas Solarimétrico do Brasil registra que essa radiação varia de 8 a 22 MJ/m² durante o dia, sendo que as menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, variando de 8 a 18 MJ/m². Além disso, o Nordeste possui radiação comparável às melhores regiões do mundo nessa variável, não sendo o caso, porém, das regiões mais distantes da linha do Equador, como as regiões Sul e Sudeste, onde está concentrada a maior parte da atividade econômica.

Apesar deste potencial, a participação do sol na matriz energética nacional é bastante reduzida. A energia solar sequer chega a ser citada na relação de fontes que integram o Balanço Energético Nacional, edição de 2010, que tem como ano base 2009. Da mesma forma, o Plano Nacional de Energia 2030 não contemplou, dentro do horizonte de 25 anos do estudo, a utilização da energia solar fotovoltaica como opção de atendimento da demanda, mesmo que marginal, na contramão da tendência mundial. Por fim, consulta realizada em 2/11/2010 no Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, consta apenas quatro usinas fotovoltaicas em operação, três ligadas às universidades e uma que alimenta a Embaixada da Itália, totalizando 85,74 kW.

O BIG não registra qualquer empreendimento fotovoltaico em construção, mas consta uma planta de 5 MW em outorga – MPXTauá Energia Solar – em Tauá, Ceará. Existem no país pesquisas e implantação de projetos pilotos da tecnologia. Um é o projeto Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares, da Universidade de São Paulo (USP), que instalou 19 sistemas fotovoltaicos na comunidade de São Francisco de Aiuca, localizada na Reserva de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá, no Amazonas, com produção de 13 kWh (quilowatts-hora) mensais. Uma relação atualizada de sistemas FV isolados em operação se encontra na Tabela 10:

Tabela 10 - A Experiência Brasileira com Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Sistemas instalados	Potência (kWp)	Ano de instalação
CHESF	11,0	1995
LABSOLAR-UF-SC	2,1	1997
LSF-IEE/USP	0,75	1998
UFRJ/COPPE	0,85	1999
LABSOLAR-UFSC	1,1	2000
Grupo FAE/UFPE (F. Noronha)	2,5	2000
LSF-IEE/USP	6,3	2001
LABSOLAR	10,0	2002
CEPEL	16,2	2002
H R (Porto Alegre)	3,3	2002
Grupo FAE/UFPE (F. Noronha)	2,5	2002
CELESC	4,2	2003
LSF-IEE/USP	6,0	2003
UFRGS	4,8	2004
CEMIG	3,0	2004
Escola Técnica de Pelotas	0,85	2004
LSF-IEE/USP	3,0	2004
Grupo FAE/UFPE	1,7	2005
TOTAL	80,15	

Fonte: CEPEL – “Panorama das Energias Solar e Eólica No Brasil e no Mundo” - IV Semana do Meio-Ambiente: Rio de Janeiro, RJ. Maio, 2009.

De acordo com Januzzi et al. (2009), o custo dos sistemas FV conectados a rede (SFCR) no Brasil varia de 800 a 900 R\$/MWh. Já segundo o Plano Nacional de Energia 2030, o custo marginal de expansão do setor elétrico nacional é de R\$ 125,40/MWh, sendo que a tarifa média para os consumidores é de R\$ 259,24/MWh, sem os encargos associados. Portanto, o custo dos SFCR's no Brasil é de seis a sete vezes maior do que o custo marginal de expansão, e de três a quatro vezes maior do que as tarifas médias de eletricidade praticadas no país. Januzzi et al. (2009) apontam para alguns estudos que estimam a paridade de rede no país podendo acontecer entre 2015 e 2020.

Portanto, o papel da energia solar fotovoltaica no Brasil atualmente é limitado às regiões isoladas do Sistema Interligado Nacional (SIN), onde o acesso ao sistema ficaria ainda mais caro do que o custo de geração fotovoltaico obrigando o governo subsidiar a instalação. Assim, a expectativa é que a expansão do número de usinas solares ocorra exatamente na zona rural, como integrante de projetos de universalização do atendimento focados em comunidades mais pobres e localizadas a grande distância das redes de distribuição.

O Programa PRODEEM e seus sucedâneos, *Luz no Campo e Luz para Todos*, instalaram diversos sistemas fotovoltaicos em comunidades isoladas. Com o objetivo de levar energia elétrica a uma população superior a dois milhões de pessoas que reside no interior do país, o *Luz para Todos* contempla o atendimento das demandas do meio rural através de três tipos de iniciativas: extensão da rede das distribuidoras, sistemas de geração descentralizada com redes isoladas e sistemas de geração individuais.

A geração distribuída de pequenos sistemas fotovoltaicos aparece como uma rota tecnológica bastante mais viável do que a produção centralizada ligada ao SIN de usinas solares, levando-se em conta as lições já aprendidas com os projetos implantados. Quando os cálculos de implantação são feitos, levando-se em conta os custos dos sistemas de distribuição em áreas remotas, dependendo da distância da rede, a solução fotovoltaica torna-se viável economicamente, ainda mais se tratando de um país de dimensões continentais como o Brasil. Além disso, as experiências mostram a carência de formação de mão de obra para manutenção dos sistemas já instalados. Este sem dúvida seria uma opção de curso de formação em nível médio no SENAI.

5.5 Perspectivas para o mercado de FV no Brasil

Em novembro de 2008, o MME criou o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF), dedicado ao estudo do aproveitamento da energia solar no Brasil. Este grupo de trabalho tem como finalidade elaborar uma proposta de política de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede elétrica, em particular em edificações urbanas, como fator de racionalização de gestão da demanda de energia e de promoção ambiental do país, em curto, médio e longo prazos.

No Brasil ainda não há empresas que oferecem tecnologia fotovoltaica em escala comercial, apesar de um recém-anúncio da abertura de uma fábrica de painéis fotovoltaicos (filme fino) em Pernambuco, com tecnologia da empresa suíça Oerlikon (Ambiente Energia, 2010). Esta fábrica demandará investimento de R\$ 500 milhões, produzirá anualmente 850 mil painéis FV, gerando 250 empregos diretos para sua operação (prevista a partir de 2012), além de 1.300 instaladores de placas que precisam de qualificação profissional.

Embora os custos sejam elevados, a experiência internacional tem mostrado que políticas públicas são responsáveis pela introdução dessa tecnologia no mercado, trazendo benefícios importantes como redução dos custos, geração de emprego, desenvolvimento da indústria local de equipamentos e serviços, redução das emissões de gases de efeito estufa e da dependência de combustíveis fósseis.

As principais barreiras existentes ao longo de todos esses anos ao desenvolvimento desse mercado no Brasil é que a energia solar fotovoltaica não tem sido contemplada por políticas públicas específicas de longo prazo, pela legislação em vigor e por garantias de sustentabilidade dos sistemas (operação e manutenção), apesar do país possuir um vasto potencial para sua aplicação. Esses ingredientes são necessários para assegurar, aos investidores e consumidores, condições e regras de médio e longo prazos para o estabelecimento do mercado, desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos e serviços e fortalecimento da pesquisa, desenvolvimento e inovação. Na indústria relacionada à foto-eletricidade as necessidades de formação perpassam toda a cadeia produtiva, necessitando desde arquitetos e engenheiros especializados no tema até técnicos em eletrotécnica, eletricidade montagem, metal-mecânica, construção civil voltada para adaptação dos painéis, etc.

O Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) encomendou ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) um estudo propositivo de recomendações para subsidiar a formulação e implantação de políticas de incentivo à inovação tecnológica e à participação industrial do Brasil no mercado de FV no horizonte de 2010-2025. O resultado foi o documento “Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão” (CGEE, 2010), que se debruça em torno de quatro propostas principais:

- Incentivo a pesquisa e a inovação tecnológica;
- Criação de mercado consumidor;
- Estabelecimento de indústrias de células solares e de módulos fotovoltaicos; e
- Estabelecimento de indústrias de silício grau solar e grau eletrônico.

A Tabela 11 mostra as ações de médio e curto prazos recomendadas para o “estabelecimento da atividade industrial brasileira em energia solar fotovoltaica a partir dos recursos de ciência, tecnologia e inovação disponíveis”:

Tabela 11 - Ações de médio e curto prazos recomendadas para fomentar indústria de FV

Recomendações	Curto Prazo (1 a 3 anos)	Médio Prazo (4 a 10 anos)	Instituições
1. Elaborar e financiar programa de PD&I que possibilitem ganhos de competitividade;	x		MCT (FINEP, CNPq), MME, MMA, BNDES
2. Debater a criação de um “Centro Nacional de Pesquisa em Energia Fotovoltaica”, que atuará em rede, visando o relacionamento entre indústria e centros de pesquisa/universidades;	x		MCT, MME
3. Estabelecer e coordenar a Rede de Informações promotora das atividades de PD&I em Energia Solar Fotovoltaica;	x		MCT
4. Fazer levantamento estratégico de infraestrutura para modernizar laboratórios e estabelecer processos-piloto;	x		MCT, MME
5. Fazer levantamento estratégico de necessidades de talentos e formar recursos humanos para sustentabilidade de empreendimentos industriais e de pesquisa no Brasil;	x		MEC (Capes), MCT (CNPq), ICTs e Indústrias
6. Fomentar a cooperação internacional com centros de excelência visando capacitação de recursos humanos, projetos cooperativos e transferência de tecnologia;	x	x	MCT, MME, MRE
7. Promover a participação de pesquisadores e empresários em feiras e eventos internacionais;	x	x	MCT (CNPq, FINEP), MME, MEC (Capes)
8. Regulamentar a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica;	x		MME, ANEEL
9. Divulgar a energia solar fotovoltaica para a sociedade;	x	x	ONGs, MMA, MME, MCT, MEC
10. Incentivar a geração fotovoltaica distribuída conectada à rede elétrica;	x		MME, ANEEL
11. Incentivar a geração fotovoltaica em larga escala para cargas específicas com demanda estável;	x	x	MME
12. Fornecer a implantação de minirredes utilizando sistemas híbridos;	x	x	MME
13. Estimular a criação de empresas prestadoras de serviços de instalação e manutenção;	x		MDIC, MME, ABDI, SENAI, SEBRAE

Fonte: CGEE - Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão (2010)

Sem dúvida o SENAI poderia integrar a maioria destes esforços cumprindo o papel de formador de mão de obra especializada para que haja de fato o desenvolvimento deste tipo de indústria no país. A educação profissionalizante, no

caso deste setor, parece fundamental inclusive no que diz respeito ao intercâmbio com países que se encontram mais desenvolvidos nesta tecnologia.

5.6 Energia termossolar: mundo e Brasil

Como já visto, o Brasil possui a maior parte de seu território localizada em área de alto potencial de aproveitamento de energia solar, sendo possível utilizar sistemas de captação de energia solar em qualquer região do país. Uma aplicação pouco estudada, mas com grande impacto, é o aquecimento de fluidos através da energia solar direta, mais conhecido como sistema termossolar. Esse sistema possui diversas vantagens, entre as quais se podem citar:

- A energia utilizada é abundante e gratuita; assim, seu custo comparativo para aquecimento de água é vantajoso *vis a vis* aquecedor a gás e elétrico;
- É aplicável em quaisquer circunstâncias. Como fonte térmica, ele pode ser utilizado para o aquecimento de água, aquecimento de ar para ambientes e para secagem de produtos agrícolas;
- Longa vida útil do painel termo solar (cerca de 25 anos) e manutenção simples;
- O custo das instalações é diluído ao longo de sua vida útil.

A desvantagem principal deste sistema (e de qualquer forma de aproveitamento solar) é a diminuição da eficiência em dias nublados e chuvosos, devido à diminuição da radiação. Os sistemas termossolares atuais, em que pesem pequenas diferenças construtivas, possuem um reservatório de água fria, um reservatório térmico (“boiler”; recipiente onde a água aquecida é armazenada para consumo) e um coletor solar. Segundo MMA (2007):

A função do coletor solar é captar a energia solar, fornecida em forma de radiação solar, e convertê-la em energia térmica. Quando a luz do sol atinge o coletor ela aquece placas absorvedoras pintadas de preto que, por sua vez, aquecem a água que circula dentro de tubulações de cobre. O painel é fechado na parte superior com uma lâmina

de vidro transparente que permite a passagem da radiação e minimiza a perda de calor das placas absorvedoras para o meio-ambiente exterior. Entre a placa absorvedora e o fundo do coletor solar existe uma camada de material isolante. Esta camada isolante tem o papel de dificultar a troca de calor entre a parte inferior das placas coletoras e o ambiente, melhorando a eficiência do coletor. As tubulações que levam a água aquecida para o consumo deverão ser de cobre ou de PVC especial para água quente, e devem ser termicamente isoladas para diminuir a perda de calor. É normal a utilização de um sistema auxiliar de aquecimento elétrico ou a gás, que permitirá que a água seja aquecida nos dias nublados ou de chuva.

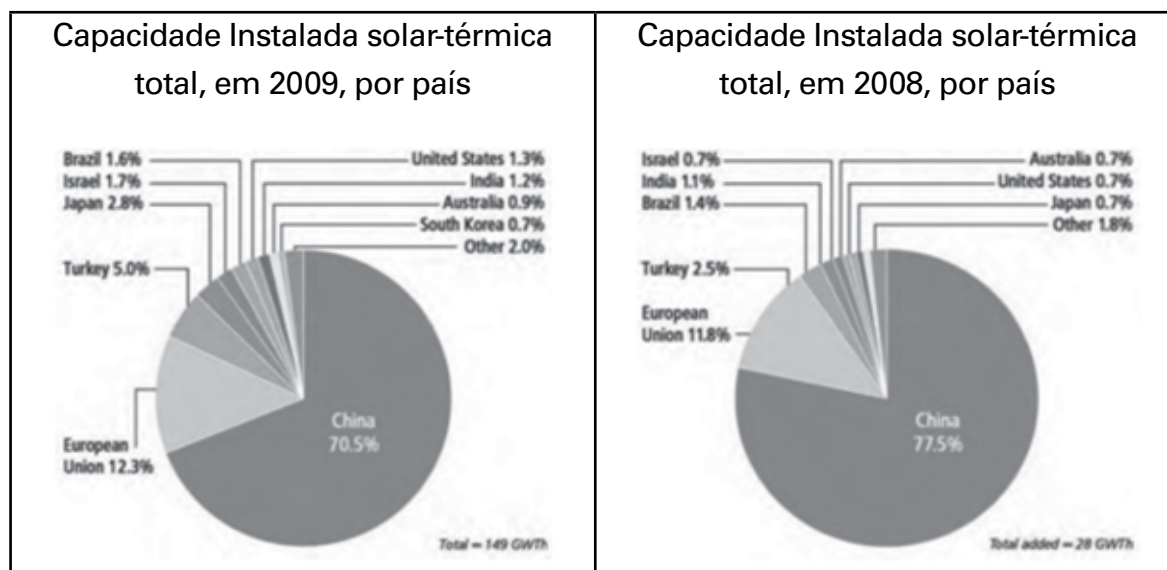
Segundo o Balanço Energético Nacional 2010, o consumo final de eletricidade em 2009 atingiu 426 TWh, sendo que o consumo residencial representou 23,9%, o comercial, 15,1% e o industrial, 43,7%. De acordo com o documento PROCEL “Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso (classe residencial) – ano base 2005”, o uso do chuveiro elétrico é responsável por 24% de todo o consumo final de carga do setor residencial, mais do que as geladeiras (22%) e condicionadores ambientais (20%). O mesmo documento indica que a eletricidade é utilizada no aquecimento de água para banho em 73,5% das residências no país, ao passo que 18,2% não utilizam qualquer sistema de aquecimento, 5,9% utilizam gás e apenas 0,4% empregam alguma fonte solar.

Este fenômeno se deve à infraestrutura para aquecimento de água na maioria das cidades ser baseada nos chuveiros, equipamentos de baixo custo inicial, mas de grande consumo de energia ao longo de sua vida útil. Além dos impactos ambientais e sociais, por conta da geração elétrica adicional requerida, as demandas de capital para o setor elétrico são amplificadas caso se leve em conta que o uso de chuveiros elétricos se concentra nos horário de pico de demanda.

5.7 Status global do mercado de aquecimento termossolar

Tecnologias de aquecimento termossolar de água estão se disseminando e tem contribuído significativamente para a matriz energética de vários países, em particular, a China. Em termos de capacidade instalada total (149 GWt – GW térmicos), ao final de 2008, figuram a China, Turquia, Alemanha, Japão e Grécia (Gráfico 18). Por outro lado, China, Alemanha, Turquia, Brasil e Índia lideraram a expansão da capacidade instalada em 2009 (28 GWt) (Gráfico 18):

Gráfico 18 – Capacidade Instalada Solar Térmica Total



Fonte: REN 21 (2010)

Em 2009, a capacidade instalada existente de aquecimento solar de água e ambiente expandiu-se cerca de 21%, alcançando 180 GWt globalmente. Apenas a China adicionou mais de 29 GWt, equivalente a aproximadamente 42 milhões de metros quadrados, representando mais de 80% do mercado global. O programa “Aparelhos Domésticos a Caminho do Campo”, implantado pelo governo central Chinês, foi responsável por 58% da nova capacidade instalada no país (REN 21, 2010).

A União Européia foi responsável pela maior parte da capacidade instalada restante em 2009, instalando aproximadamente 2.9 GWt (4 milhões de metros quadrados) no ano, representando uma queda de 12% em relação a 2008. O mercado declinou na Alemanha, França, Grécia, Itália e Espanha devido a crise econômica, mas vários mercados menores cresceram, em 2009. (REN 21, 2010).

A Índia instala cerca de 20.000 sistemas termossolares de aquecimento de água por ano. O mercado norte-americano ainda é relativamente pequeno, mas tem crescido especialmente na Califórnia alcançando um total de 2.1 GWth em 2009. Em base per capita, ao final de 2008, Chipre permanecia como líder mundial, com 527 kWt por 1.000 habitantes, seguido por Israel (371 kWt), onde mais de 80% das residências aquecem a água através do sol (REN 21, 2010). O aquecimento de ambientes tem ganhado espaço neste mercado. Na Europa, cerca de metade da área de coletores solares adicionados anualmente servem tanto para aquecer

ambientes como água. Por outro lado, menos de 5% dos sistemas termossolares na China provêm aquecimento ambiental, em adição à água.

Apesar do enorme potencial de uso da energia solar-térmica no setor residencial, o setor industrial deve também ser considerado, por duas razões principais:

- Este setor é o principal demandante de energia no Brasil, representa 34,6% do consumo de energia final (BEN 2010). Na UE 25, representa em torno de 28%.
- Cerca de 60% do calor consumido no setor industrial se encontra numa faixa de baixa (menos de 80 °C) a média (até 250 °C) temperatura, compatível com as temperaturas geradas por sistemas termossolares (IEA, 2008a).

De acordo com IEA (2008a), existem no mundo 90 usinas termossolares para calor de processo, com uma capacidade de aprox. 25 MWt (35.000m² de área de coletores), equivalente a apenas 0,02% da atual capacidade instalada. Ressalta-se que algumas atividades industriais, em particular, mineração, alimentos e tabaco, demandam calor de processo em baixas temperaturas, de forma que seriam os alvos primários para a instalação de sistemas termossolares.

5.8 Perspectivas globais do mercado de aquecimento termossolar⁶

A China domina amplamente a indústria global de aquecimento solar de água. Manufaturas chinesas foram responsáveis por 28 milhões de metros quadrados de sistemas em 2009, 80% da produção global. A maioria dos 5.000 produtores e distribuidores operam apenas localmente, mas cerca de 100 competem no mercado doméstico como um todo.

⁶ Baseado nos dados fornecidos pelo "Renewables 2010 Global Status Report" - REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, uma referência em energias renováveis.

Este amplo domínio de mercado se deve ao fato do país ser um dos poucos a estabelecer metas nacionais de implantação de sistemas solares de aquecimento de água - 150 milhões de metros quadrados até 2010 e 300 milhões de metros quadrados até 2020. Até 2008, quase toda a produção chinesa era instalada domesticamente, mas, em 2009 a China começou a exportar sistemas de aquecimento de água de baixo custo, especificamente para países em desenvolvimento da África e América Latina.

Avalia-se, no entanto, que a expansão das exportações chinesas para os países industrializados dependerá da melhoria da qualidade e a padronização dos produtos ora manufaturados. De toda forma, dos estimados 300.000 empregos globais nesta indústria, 250.000 se encontram na China. Como aproximadamente 50 milhões de metros quadrados de coletores foram produzidos em 2009, isto sugere que a produção anual de um milhão de m² de coletores **sustenta 6.000 empregos diretos**⁷. A indústria europeia, entre 2001 e 2007, cresceu a uma taxa média global acima de 12% a.a., tendo sido marcada por fusões e aquisições e, conforme já mencionado, uma inclinação crescente por sistemas de aquecimento de ambientes. Os principais fabricantes da região incluem Alanod, Almeco-TiNOX, Bosch, Bluetec, GreenOneTec, Ritter Group e Solvis. O mercado Israelense é dominado por Chromagen e o Australiano pela Solahart-Rheem. Nos EUA, o mercado ainda é incipiente, concentrado principalmente na Califórnia.

A implantação compulsória de aquecedores de água termossolares em novas construções representa uma forte tendência, tanto em nível nacional quanto local. Até bem pouco tempo, Israel era o único país com uma legislação nacional, mas vários outros países - Espanha, Índia, Coréia do Sul, Uruguai - incorporaram códigos de conservação de energia requerendo níveis mínimos de atendimento de demanda – em prédios residenciais, hotéis, hospitais - através de sistemas solares de aquecimento de água. Países do norte da África e Oriente Médio, como Egito, Jordânia, Marrocos, Síria e Tunísia também estão desenvolvendo políticas, códigos e programas de incentivo. Leis municipais implantadas em diversas cidades do mundo – mais de 70 apenas na Espanha, várias na China, Índia, Itália, Brasil etc. também têm contribuído para a expansão crescente no uso direto da energia solar para aquecimento de água.

⁷ Outra fonte (Viatae Civilis, 2004) estima que a produção anual de um milhão de m² de coletores gera 30.000 empregos diretos. Provavelmente, parte da diferença se deve ao avanço produtivo do setor ao longo da primeira década deste século.

5.9 Status e perspectivas do mercado de aquecimento termossolar: Brasil

De acordo com o CEPEL (2009b), o Brasil possuía, em 2008, a sétima maior área de coletores solares instalados do mundo: 3,1 milhões de m², dos quais 84% no setor residencial; 15% no setor terciário (hotéis e serviços); 1% no setor industrial. Por outro lado, REN 21 (2010) informa que a capacidade instalada brasileira em 2009 teria alcançado 5,2 milhões de metros quadrados, equivalente a quase 3,7 GWt. Estes dados estão de acordo com as estimativas da DASOL – Departamento Nacional de Aquecimento Solar da ABRAVA (Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento).

De qualquer forma, em termos populacionais, o Brasil possui apenas 1,72 m² de área coletora instalada para cada 100 mil habitantes, muito atrás de Chipre (84,4), Barbados (26,9) e Turquia (13,5). A taxa média de crescimento anual da área coletora instalada no Brasil é baixa (14%), enquanto no Canadá é de 50%, na Alemanha de 39% e na França e Grécia, de 34% (CEPEL, 2009b). As principais iniciativas nacionais de fomento ao uso de sistemas de aquecimento termossolares são (CEPEL, 2009b):

- Cidades Solares (parceria estabelecida em 2006 entre Vitae Civilis e ABRAVA). Busca estabelecer uma rede de municípios, concessionárias, construtores, tomadores de decisão, ONGs, pesquisadores e cidadãos. O foco é desenvolver programas e legislação de incentivo ao uso do aquecimento solar, lutando pela aprovação de Leis que obriguem a utilização de sistemas solares térmicos em diversas cidades (São Paulo, Belo Horizonte, Porto Alegre etc.);
- Substituição de chuveiros elétricos por aquecedores solares em residências de baixa renda realizada por algumas concessionárias de energia elétrica;
- Certificação quanto à qualidade dos produtos através do Programa Brasileiro de Etiquetagem. O selo de eficiência é concedido pelo PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, sendo que o órgão gerenciador da etiqueta é o INMETRO;

- Projetos financiados pela Caixa Econômica Federal – em especial, o Programa “Minha Casa Minha Vida”, que pretende implantar 1 milhão de novas habitações populares. O programa exige que os equipamentos termossolares possuam selo INMETRO e que as empresas contratadas para instalar e manter os sistemas tenham certificado *Qualisol* (Programa de Qualificação de Fornecedores de Sistemas de Aquecimento Solar);
- Ensaios em Coletores Solares Planos para Banho e para Piscina e Reservatórios Térmicos. Os testes são realizados nos Laboratórios *Green Solar/PUC-MG* (coletor e reservatório) e no IPT-SP (coletor).

5.10 Projetos e leis de incentivo ao uso de sistemas termossolares

No âmbito federal, ainda não há uma lei federal aprovada que contemple a energia solar para o aquecimento de água. No entanto, há uma extensa lista de projetos tramitando na Câmara dos Deputados e no Senado. Há nove Projetos de Lei (PL) que são diretamente relacionados ao uso de energia solar. A maioria destes projetos está apensada (tramitando em conjunto com outros). O PL que mais tem projetos apensados é o 630/2003 que cria um fundo para financiar pesquisas e incentivar a produção de eletricidade a partir da energia solar e eólica. Este projeto recebeu como ‘emendas’ vários outros projetos e tem agora em sua pauta incentivos para a produção de sistemas solares de aquecimento de água.

No que toca aos projetos e leis estaduais e municipais de incentivo ao uso de sistemas termossolares, as cidades que possuíam, até o final de 2009, leis obrigando o uso destes eram: Juiz de Fora (MG), Varginha (MG), Birigui (SP), Diadema (SP), Franca (SP), Jundiaí (SP), Marília (SP), Peruíbe (SP), Ribeirão Preto (SP), São José do Rio Preto (SP) e São Paulo (SP). O único estado que tem uma lei de obrigatoriedade em vigor é o Rio de Janeiro. Estas leis dispõem sobre construções particulares residenciais com unidades domiciliares a partir de 120 ou 150 m² ou, ainda, construções comerciais que fazem uso de água quente como hotéis e academias ou, ainda, edifícios públicos que serão construídos ou reformados. Em suma, estas leis visam tornar obrigatório o uso de energia solar em determinadas construções.

Até o final de 2009 já haviam sido apresentados 84 projetos de leis regulando o uso de sistemas de aquecimento termossolares em diferentes municípios e estados brasileiros.

5.11 Barreiras e oportunidades de expansão do mercado termossolar

As principais barreiras para a expansão da base instalada nacional de aquecedores de água termossolares são:

- **Alto custo inicial da instalação** – apesar deste ter caído nos últimos anos (de aprox. US\$ 500/m² para US\$ 100/m²), seu valor continua caro comparado aos chuveiros, principalmente elétricos. O preço mínimo destes últimos chega a R\$ 30,00, de forma que o tempo de retorno do investimento de aquecedores termossolares na substituição de chuveiros varia entre 2 e 12 anos;
- **Códigos de obras municipais não amigáveis** – a não exigência de instalação ou preparação para instalação em novas construções ou reformas de porte desencorajam os futuros moradores a instalar aquecedores termossolares em detrimento de chuveiros elétricos ou a gás (de passagem)⁸;
- **Falta de financiamento** – poucos bancos financiam diretamente a compra de sistemas termossolares e, mesmo assim, são processos burocratizados e de altas taxas de juros. Agentes financeiros de habitação desconsideram a possível redução da inadimplência de tomadores de baixa renda propiciada pela redução das contas de luz;
- **Falta de capacitação profissional** – a falta de difusão da tecnologia termossolar leva a construções com lajes e telhados que não permitem a instalação correta de aquecedores termossolares. Construtores os acham caros e de difícil manuseio; arquitetos têm baixo repertório de

⁸ Barcelona passou a obrigar, a partir de 8/2000, a instalação de coletores termossolares em novas edificações e grandes reformas. Ao final de 2004, a área instalada de coletores havia saltado de 1,1 m²/1000 habitantes para 13 m²/1000 habitantes.

alternativas estéticas para sua incorporação; projetistas têm dificuldade de acesso à informação sobre insolação e outros parâmetros técnicos.

- **Desinteresse do setor elétrico** – com a desverticalização ocorrida a partir do processo de privatização do setor elétrico, as distribuidoras não têm motivação econômica relevante para a implantação de programas de conservação de energia, que, em última instância, implicam em perda de faturamento.

O relatório “Um Banho de Sol para o Brasil”, elaborado pelo Vitae Civilis (2004), buscou identificar os entraves financeiros, tecnológicos, burocráticos, institucionais e de capacitação para a expansão da tecnologia termossolar. Para isso, foram efetuadas entrevistas com diversos atores e debates de discussão setorial. As principais medidas sugeridas pelos entrevistados para a expansão deste mercado foram:

- Alterar os códigos de obras municipais de forma a obrigar a (pré) instalação de sistemas termossolares em novas construções e em reformas de porte;
- Investir parte dos recursos provenientes da obrigação das empresas do setor elétrico (de investir 1% de sua receita líquida em P&D e programa de conservação de energia) em tecnologia termossolar;
- Desburocratizar e divulgar maciçamente as linhas de financiamento específicas existentes;
- Criar mecanismos de incentivo à utilização de sistemas termossolares nos financiamentos de casa própria e de habitações populares;
- Comercialização de Reduções Certificadas de Emissão de GEE

Quanto a este último ponto, cabe ressaltar a existência de uma metodologia de pequeno porte (AMS I.C. - *Thermal energy production with or without electricity*) onde é possível o enquadramento de projetos de sistemas termossolares. Entretanto, até 8/01/2011, consulta realizada no site do MCT indicava que não havia nenhum projeto MDL baseado na metodologia aprovada no Brasil.

Também aponta-se a necessidade de ampliação da normatização e a criação de programas de capacitação para que problemas de construção e instalação não desestimulem um possível ímpeto de mercado.

6 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – STATUS E PERSPECTIVAS PARA O BRASIL

6.1 Enquadramento de uma PCH

A definição de uma pequena central hidrelétrica (PCH) está intimamente relacionada com sua capacidade de geração de energia: em geral, em termos globais, esta capacidade está limitada a 10 MW. No entanto, este valor pode ser maior: nos EUA, uma PCH pode ter capacidade de até 30 MW e no Canadá, até 50 MW.

No Brasil, de acordo com a Resolução ANEEL N° 394, de 4 de dezembro de 1998, são classificadas como pequenas centrais hidrelétricas os aproveitamentos hidroenergéticos que tenham potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW e área total do reservatório igual ou inferior a 3,0 Km², determinado pelo nível da água referente à cheia com o tempo de recorrência de 100 anos. Em 2003, outra Resolução ANEEL a de N° 652 instituiu, além desta classificação, as Centrais Geradoras Hidrelétricas, com até 1 MW de potência instalada, e ampliou o limite da área do reservatório para até 13 km², desde que verificada as seguintes premissas:

a) Superfície do reservatório (área) $13\text{Km}^2 \geq 14,3 \times \frac{P[\text{kW}]}{H[\text{m}]}$

onde P = potência e H Altura da Queda

b) O reservatório tenha tido o seu dimensionamento comprovadamente baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

Contudo, se for levada em conta a Portaria N° 136, de 6 de outubro de 1987, do Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica (DNAEE), e a Resolução N° 394 da ANEEL, sugere-se que as PCH sejam classificadas de acordo com a potência, conforme mostra a Tabela 12, onde está acrescida a classe da picocentral hidrelétrica (πCH), já em uso em alguns países.

**Tabela 12 - Classificação das PCH, segundo a Resolução
Nº 394 da ANEEL e Portaria Nº 136 do DNAEE**

Classificação	Sigla	Faixa de potência KW		
		DNAEE	ANEEL	Proposta CERPCH
Picocentral Hidrelétrica*	µCH	DNAEE Ate 5	-	Proposta CERPCH Ate 5
Microcentral Hidrelétrica	µCH	De 5 ate 100	-	De 5 a 100
Minicentral Hidrelétrica	mCH	De 100 ate 1 000	-	De 100 a 1 000
Pequena Central Hidrelétrica	PCH	De 1 000 ate 10 000	1 a 30 000	1 a 30 000

(*) classificação não oficial, proposta pelo CERPCH

Fonte: Resoluções e Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH)

No caso das PCH, a indústria nacional está qualificada e bem aparelhada para fornecer todos os equipamentos elétricos e hidromecânicos para as centrais hidrelétricas, principalmente para as µCH e mCH, como comportas, condutos, válvulas, turbinas hidráulicas, geradores, reguladores de velocidade, sistemas de controle, comando, de automação e de supervisão das centrais. Este é um setor no qual a indústria brasileira de equipamentos e da construção civil tem-se destacado desde os grandes projetos como nos pequenos. Portanto, como esta é uma indústria em franco crescimento, a necessidade de qualificação de técnicos para produção e para manutenção destes equipamentos é elemento importante levando-se em conta a opção do SENAI de propor cursos específicos para este tipo de profissional.

6.2 Potencial global e brasileiro

A Agência Internacional de Energia (AIE) estima que o potencial tecnicamente exequível no mundo para geração hidrelétrica é aproximadamente 14.000 TWh/ano de energia elétrica. Aproximadamente 6.000TWh/ano são considerados como potencial realístico, o que representaria 35% do consumo anual de eletricidade do mundo. Considerando-se um fator de capacidade médio de 60%, 6.000TWh/ano de geração requer aproximadamente 1.141 GW de capacidade instalada. Globalmente,

a capacidade hídrica alcançou cerca de 980 GW no final de 2009, incluindo 60 GW provenientes de PCH (considerando-se empreendimentos de até 10 MW) (REN 21, 2010). Segundo a AIE, o potencial para capacidade hidrelétrica em pequena escala é de 150-200 GW (OECD/IEA, 2008). Ou seja, ainda não se atingiu 10% do potencial desta categoria de energia no mundo, indicando que o desenvolvimento deste tipo de solução em países como o Brasil, que contam com relevo e pluviometria adequada na maioria das regiões, deve ser significativo.

6.3 Capacidade instalada de PCH e investimentos no Brasil

No Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG) a capacidade instalada das 376 PCH em operação, em 25/10/2010, constava como sendo de 3,25 GW, correspondendo a 2,93% da matriz elétrica brasileira. A Tabela 13, a seguir, mostram a evolução da capacidade instalada das PCH no Brasil nos últimos nove anos, onde se nota um razoável aumento na participação destas na matriz elétrica nacional:

Tabela 13 – Evolução da Capacidade Instalada Energia Elétrica – PCH

	31/12/01	31/12/02	31/12/03	31/12/04	31/12/05	31/12/06	31/12/07	31/12/08	31/12/09
Quantidade	303	209	241	250	260	275	294	333	356
Potência(MW)	855	895	1151	1220	1330	1566	1820	2490	2953
% Total	1,14	1,11	1,34	1,34	1,43	1,63	1,81	2,42	2,77
Total Matriz EE (MW medios)	74.877	80.315	85.857	90.679	92.865	96.295	100.352	102.949	106.569

Fonte: Elaboração própria, a partir do Banco de Informações de Geração (acessado em 25/10/10)

Além disso, conforme a Tabela 14 existem 66 usinas em construção, totalizando 854,6 MW (5,4% da capacidade total em construção). Na mesma ocasião, 148 usinas, somando 2.08 GW, correspondiam a 6,5% dos empreendimentos novos no SIN já outorgadas pela ANEEL entre 1998-2010 e cuja construção não haviam sido iniciadas, como mostra a Tabela 15.

Tabela 14 - Empreendimentos em Construção (status em 25/10/2010)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0,01
EOL	8	273.300	1,73
PCH	66	854.572	5,4
UHE	11	8.795.100	55,6
UTE	43	4.543.987	28,73
UTN	1	1.350.000	8,53
Total	130	15.817.807	100

Fonte: ANEEL, Banco de Informações de Geração (acesso 25/10/10)

Tabela 15 - Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2010 (não iniciaram construção)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	69	45.630	0,14
CGU	1	50	0
EOL	95	3.026.731	9,48
PCH	148	2.075.580	6,5
SOL	1	5.000	0,02
UHE	12	13.627.100	42,66
UTE	163	13.159.828	41,2
TOTAL	489	31.939.919	100

Fonte: ANEEL, Banco de Informações de Geração (acesso 25/10/10)

Além dos empreendimentos já outorgados, existe um grande número de processos na Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos (SGH) da ANEEL, em diferentes estágios conforme a Tabela 16 a seguir:

Tabela 16 - Número de Processos de PCHs na SGH/ANEEL em Agosto de 2010

Fase	Quantidade de Empreendimentos
Fila de Pedidos de Registro	0
Plano Básico PCH em Elaboração	565
Plano Básico PCH em Fase de Aceite	56

Plano Básico PCH em Fase de Análise	80
Análise em Andamento	32
Em Complementação	25
Licenciamento incompatível / vencido	12
Outros	11
TOTAL GERAL	701

Fonte: Martins, A. - VI Conferência de PCH (01/09/2010)

O último grupo de PCH a se considerar é aquele cujos aproveitamentos foram apenas inventariados, mas que poderão futuramente ser objeto de projeto básico e de outorga de autorização. Segundo estimativas feitas pelo Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas, o potencial por geração PCH teórico no Brasil é de aproximadamente 26 GW (Tabela 17), quase duas vezes o potencial conhecido por estudos contratados pela ANEEL, de 14,9 GW. Por conta da orientação do *Manual de Inventário da ELETROBRÁS* (1997), os estudos de inventários anteriores à legislação que instituiu a atual definição de PCH (1998) só se preocupavam com grandes aproveitamentos daí acreditar-se que o potencial de PCH seja muito maior que o valor acima estimado pela ANEEL.

Tabela 17 - Potencial de PCH(kW), por região

	Nordeste	Norte	Centro - Oeste	Sudeste	Sul	Total
Potencial Conhecido	772.690	705.690	2.807.863	3.274.852	2.890.907	10.459.912
Potencial Teórico	4.762.560	154.800	2.910.976	3.625.336	2.999.840	15.453.512
Potencial Total	5.535.160	850.490	6.718.835	6.900.188	5.898.747	25.913.424

Fonte: TIAGO, Geraldo Lúcio. Um Panorama das Pequenas Centrais no Brasil. Série "Technical Articles" Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas.

O potencial teórico do Nordeste é vasto, mas ainda relativamente desconhecido. O potencial no Sul e Sudeste ainda é mais amplo por ser mais bem explorado, e nestas regiões a instalação de PCH cresce muito mais rápido pela combinação de demanda, recursos financeiros e a concentração de fornecedores de tecnologia.

De acordo com os dados do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) no que toca à geração prevista originalmente de 1.100 MW para cada categoria, Biomassa, Eólica e PCH. As últimas tiveram contratadas

1.192 MW, dos quais 980 MW (49 empreendimentos) já se encontravam em operação em Agosto de 2010. Além do PROINFA, houve, entre 2005 e Julho de 2010, 10 leilões de Energia Nova, 3 leilões de Energia de Reserva e 2 leilões de Fontes Alternativas, com a contratação total de 8.578 MW, dos quais as PCH somaram 499 MW.

No entanto, cabe ressaltar que, como muitas PCH vendem no mercado livre, este baixo percentual não reflete a totalidade da expansão dos empreendimentos de energias de fontes alternativas renováveis. De qualquer forma, segundo o PDE 2019, prevê-se a expansão de 3,2 GW na capacidade instalada de PCH ligadas ao SIN entre 2009 e 2019, valor menor do que o previsto para biomassa (5,2 GW) e eólica (5,4 GW) no mesmo período.

6.4 Custos de implantação e geração de uma PCH

Os custos de um aproveitamento hidrelétrico são avaliados em função da disponibilidade e da qualidade dos dados. Na medida em que aumenta o conhecimento do aproveitamento (estimativas preliminares, inventário, viabilidade e projeto básico), aumenta também a precisão do cálculo dos custos. Os custos fixos de um empreendimento hidrelétrico são significativos e podem ser próximos para uma PCH e para uma UHE de médio ou grande porte.

Nas fases de inventário e viabilidade, as estimativas de custo seguem os critérios gerais definidos em dois documentos ainda hoje usados como referência: o *Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas* (ELETROBRAS, 1997) e as *Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos* (ELETROBRAS, 1997), respectivamente. Assim, os custos estimados com base nesses critérios são comparáveis entre si, ainda que elaborados por empresas diferentes, sendo, portanto, aplicáveis nos estudos de planejamento.

Segundo a EPE (PNE 2030), o valor médio de instalação encontrado em um conjunto de 17 usinas hidrelétricas que buscavam a habilitação técnica para um leilão de energia nova realizado em dezembro de 2005 equivaliam, em média, a US\$ 1.470/kW e US\$ 1.360/kW, respectivamente com e sem os custos da transmissão associada.

Os custos operacionais são constituídos, basicamente, dos custos fixos e variáveis de operação e de manutenção. Estes compreendem os gastos com

peçoal, material de consumo e equipamentos necessários à operação normal da usina e do sistema de transmissão associado (conexão). Segundo REN 21 (2010), o custo de geração de uma PCH entre 1 e 10 MW está na faixa de R\$0,085 – 0,204/kWh (US\$ 0,05-0,12), em função de diversos fatores.

Tolmasquim (2005) calculou a tarifa de equilíbrio para a geração de energia elétrica através de PCH em diversos cenários. Os principais parâmetros adotados foram:

- Vida útil do projeto: 30 anos
- Potência bruta: 15 MW
- Fator de capacidade: 55%
- Taxa de desconto: 15%

Os resultados obtidos para os diferentes cenários se encontram na Tabela 18

Tabela 18 - Tarifa de Equilíbrio em Diferentes Cenários - PCH

Caso	TEQ (US\$/MWh)	Investimento (US\$/kW)
Com conexão ao SIN	36,12	880
Com conexão e isenção (IPI, ICMS e II sobre equipamentos)	34,13	826
Sem conexão ao SIN	32,73	788
Sem conexão e isenção (IPI, ICMS e II sobre equipamentos)	30,74	734
Sem conexão e isenção total (*)	25,25	734

(*) – não foram computados os custos de conexão nem IPI, ICMS, II, PIS, COFINS, ICMS, IR
Fonte: Tolmasquim, M. – Geração de Energia Elétrica no Brasil (2005)

No entanto, dada a expressiva valorização do Real perante o Dólar norte-americano nos últimos anos, os valores, em R\$, da taxa de equilíbrio aumentaram. Antes da crise econômica mundial de 2008, o preço de equipamentos para PCH havia sofrido significativo aumento, chegando a R\$5.000/kW, por causa do aquecimento dos mercados domésticos e internacionais, para os quais o Brasil também fornece equipamentos.

Nos dois leilões de energias de fontes alternativas renováveis realizados em 2010 – 2º Leilão de Fontes Alternativas e o 3º Leilão de Fontes Renováveis – o preço

médio de venda dos 131,5 MW contratados em PCH foi de R\$ 0,14193/kWh. Estes dados estão na mesma faixa de viabilidade calculados por Machado et. al⁹. Segundo os autores, o preço de venda variaria entre R\$0,12 – 0,14/kWh, dependendo da taxa de retorno requerida pelos acionistas.

6.5 Estrutura de custos

De acordo com a Figura 21, o custo de um empreendimento PCH concentra-se na sua implantação, responsável por aproximadamente 90% do total. Deste percentual, 45% são relacionados aos equipamentos, dos quais 60% são relativos aos equipamentos de geração/processo e 40% para os equipamentos auxiliares. Considerando a maturidade da tecnologia para PCH, e assumindo que a usina utiliza uma turbina otimizada para o local, as reduções de custo para usinas PCH são viáveis na redução relacionada aos equipamentos auxiliares e de operação e manutenção. A minimização dos custos de O&M pode ser feito por meio do uso de sistemas de monitoramento automáticos.

Figura 3 - Estrutura de Custos Genéricos para usinas PCH



Fonte: Tadeu Rezende de Azevedo. Gerente de PCHs para Brasil e América Latina - Voith Seimans. Apresentação intitulada "Projetos de Sucesso e Tendências de Mercado em PCH."

⁹ MACHADO, Fernando et. al. Análise econômico-financeiro de novas PCHs em leilões do novo modelo do setor elétrico. In: COMITÊ BRASILEIRO DE BARRAGENS, SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 6., Belo Horizonte, MG, 21 a 25 de abril de 2008. Anais... Belo Horizonte, 2008.

Por exemplo, a Duke Energy planeja instalar um sistema de monitoramento de uma usina, e sincronizá-lo com a central de operações existente que já opera outra usina. Da mesma forma, a empresa AESTietê tem investido em P&D sobre a automação das chaves de distribuição para o monitoramento remoto de redes (DE CASTRO; CRUZ, 2008). A decomposição dos custos acima indica o quanto os “custos” ambientais (terrenos, servidões, compensações ambientais etc.) são menores, no caso das PCH. Este não é absolutamente o caso das UHE, que tem sido crescentemente alvo de movimentos ambientais, principalmente quanto a sua penetração em biomas ambientalmente vulneráveis, como o Amazônico. De fato, segundo o PNE 2030, a composição dos custos de uma UHE é um pouco diferente de uma PCH.

Cabe notar que a proporção de cada item no custo total de um projeto hidrelétrico é função direta da solução de engenharia para o aproveitamento do potencial e de sua complexidade ambiental, principalmente no caso de UHE. Assim, o estabelecimento de uma composição típica deve ser vista com a devida cautela, uma vez que situações específicas podem afetar de modo significativo a proporção de cada item de custo na formação do custo total.

6.6 Reativação e recapacitação de PCH abandonadas

Grande parte do parque gerador PCH no Brasil foi construída nas décadas de 1930-1940, fato que cria oportunidades de investimentos na repotenciação das usinas no setor. Até a década de 1950 as PCH eram operadas em sistemas isolados e geravam boa parte da energia elétrica do país. A partir desta década, houve o início do planejamento energético centralizado, com a criação de empresas estatais e a implantação dos sistemas interconectados. As PCH começaram a perder espaço e competitividade frente a empreendimentos de grande potência. Somente recentemente, com a reestruturação do setor elétrico houve a retomada da construção de centrais de pequeno porte.

O custo de construção civil representa, em média, 45% do custo de uma PCH, dos quais a barragem representa cerca de 30%. Assim, a reativação de uma central abandonada, a modernização ou repotenciação de uma central em operação pode ter vantagens significativas. Cabe notar que muitas PCH foram construídas numa

época em que os dados hidrológicos eram incipientes e a tecnologia limitava a eficiência dos equipamentos. Além de aproximadamente 427 centrais desativadas passíveis de reforma, existem mais de 1000 PCH em situação desconhecida, a maioria no Sul e Sudeste, com fácil acesso ao SIN. A Tabela 19 mostra que existe um expressivo potencial de geração sem praticamente qualquer impacto ambiental.

Tabela 19 - Mercado de recapacitação e Reativação de PCH no Brasil

Situação	Quantidade	Potência (MW)
Recapacitação		200
Centrais desativadas	427	156
Centrais em situação desconhecida	1039	328
Total	1466	684

Fonte: Tiago Filho et al (2003)

Tal nicho de mercado também oferece a vantagem de implantação mais rápida: em vez do prazo típico de cinco ou seis anos para um novo empreendimento, o processo de reativação pode levar entre 8-16 meses (ANDRADE, 2008).

6.7 Modelo de negócio e comercialização da energia

Devido ao processo longo e tecnicamente complexo de desenvolver os locais para PCH (estudos de recursos, aquisição da terra, e licenças), foram criados dois modelos de negócio neste mercado. No primeiro, uma indústria desenvolve o empreendimento e vende os direitos deles após a outorga. O segundo modelo, geralmente adotado pelas empresas de geração, consiste em investir em PCH numa fase posterior, que oferece uma melhor taxa de retorno para quem conseguir captar e vender a energia do projeto.

Muitos empreendimentos atualmente são voltados para a comercialização no mercado livre. No ambiente de contratação livre (ACL), as PCH podem vender energia para os seguintes agentes:

- Consumidor Livre – com demanda contratada mínima de 3 MW;

- Consumidor Especial - Consumidor único ou em grupo (Grupo A4 ou superior), com demanda igual ou superior a 500 kW;
- Gerador, Produtor Independente, Comercializador e Autoprodutor.

Para as usinas que não escolhem o ACL, vendem nos leilões A5 e mais frequentemente no A3 e no leilão de energia de reserva. Embora os preços recentes do leilão A3 estejam entre R\$ 146,1 - 129/MWh (para geração em 2016), a preferência é por concorrer nos outros leilões com tarifas maiores, ou no ACL (Sil, 2009). Neste caso fica evidenciada a necessidade de especialistas no setor energético associado à gestão de negócio.

6.8 Incentivos e políticas

Os empreendimentos PCH dispõem dos seguintes benefícios:

- Necessidade apenas de autorização da ANEEL para sua implantação depois da obtenção de licença ambiental prévia;
- Redução de, no mínimo 50%, nas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) - Resolução 281, de 10 de outubro de 1999;
- Participação garantida nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada;
- Isenção de pagamento da Compensação Financeira para o uso dos recursos hidráulicos (CFURH) nos municípios da área de influência - Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Isenção do pagamento ao governo federal pelo uso do bem público (UBP)
- Livre comercialização com consumidores > 500kW- Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, e Lei 9.427, de 26 de dezembro de 2006
- Comercialização com agentes de distribuição, com limite tarifário definido pela Aneel - Resolução 167 de 10 de outubro de 2005

- Possibilidade de Relatórios Ambientais Simplificados na solicitação do licenciamento ambiental – Resol. CONAMA 279, de 27 de junho de 2001
- Isenção de pagamento de UBP (Uso de Bem Público) – Lei 9.648, de 27 de maio de 1998
- Isenção da obrigação de aplicar em P&D (1%aa) - Lei 9.991, de 24 de julho de 2000
- Participação na CCC (quando substituir geração térmica a óleo diesel em sistemas isolados) - Resolução 245, de 11 de agosto de 1999
- Possibilidade de se optar pelo regime de tributação pelo lucro presumido

Uma mudança importante foi a reformulação da Resolução nº 395/1998, em 2008, que simplificou o processo de outorgas das PCH. Foram introduzidos requerimentos para as entidades que submetem projetos à ANEEL, os quais favorecem os empreendedores com maior probabilidade de realizar os projetos, pois requerem um depósito de uma garantia financeira (Portal PCH, 12/2008). A Lei também estabelece prazos máximos para cada fase no processo de outorga de forma a acelerá-lo. Destaca-se a limitação de prazo para entrega do projeto básico à ANEEL, fixado em 14 meses após a publicação do despacho correspondente ou do primeiro despacho registrado.

6.9 Perspectivas

O levantamento apresentado neste trabalho mostra que há boas perspectivas para o desenvolvimento das PCH no Brasil, apesar de estudos escassos para se avaliar a dimensão do potencial de expansão da participação destas na matriz energética nacional.

Levando-se em conta que a potência média das PCH (em operação + construção + outorgada) é de 10 MW, e o valor do potencial teórico disponível de 15.5 GW, em longo prazo há a possibilidade de implantar, aproximadamente, mais 1550 novas plantas. Considerando as PCH em operação, em construção, em estudos e inventariadas, o total pode chegar até quase 3000 plantas. Considerando o preço

médio de US\$ 1500 /kW instalado, os recursos envolvidos nestes empreendimentos podem representar, no longo prazo, U\$ 22 bilhões, tornando-os bastante importantes.

Além do potencial disponível e do tamanho do mercado, as PCH apresentam outras vantagens que devem ser levadas em conta (Tiago Filho, 2006) :

- **Impacto ambiental** - ao contrário das UTE, onde há uma concentração de impactos ambientais, uma potência equivalente de PCH é constituída por vários pequenos empreendimentos, distribuídos em diferentes bacias hidrográficas, cujo somatório de área de reservatório é menor e o impacto ambiental do somatório pode ser menor
- **Agente de desenvolvimento social** - a maioria das PCH ora em construção ou em análise ou em estudo encontram-se em áreas com baixos índices de desenvolvimento humano (IDH). Assim, com a sua implantação as PCH poderão agir como um forte agente de desenvolvimento social.
- **Geração de empregos** - como a indústria nacional detém o domínio de toda a cadeia produtiva de equipamentos e infraestrutura para as PCH, o desenvolvimento de programas de implantação de novas plantas representará a geração de empregos nas indústrias relacionadas ao setor.
- **Expansão na geração com o parque atual** - existe um cenário otimista tanto para a repotenciação e recapacitação de empreendimentos antigos também gerando necessidade de capacitação para este tipo de atividade
- **Abrangência regional** - os projetos das PCH abrangem todas as regiões do país, possibilitando a geração descentralizada, próxima aos pontos de consumo, desonerando o sistema de transmissão, diminuindo as perdas e aumentando a segurança do sistema.

Outro ponto importante considerado é o padrão de geração que deverá migrar da concentração em grandes centrais para uma divisão entre usinas de média e baixa queda, uma vez que as Regiões Norte e Centro-Oeste, com maior concentração de área de planície, são responsáveis por quase 50% do potencial teórico remanescente.

Apesar dos inevitáveis atrasos em diversos empreendimentos de PCH, devido à crise econômica, empresas continuam a investir e este momento pode ser uma oportunidade para crescer, fechar contratos mais atrativos com os vendedores, finalizar os licenciamentos e consolidar uma concorrência maior no mercado. A combinação da crise de crédito com as reformas do processo da ANEEL pode resultar em uma “seleção natural” para as empresas capazes de completar todas as etapas do processo. Com o descumprimento de cronograma por parte de algumas empresas, além de requisitos mais estritos, a ANEEL deverá receber um menor volume de aplicações, o que poderá implicar numa maior celeridade do processo de outorga.

7 BIOMASSA

Do ponto de vista da geração de energia, o conceito de biomassa abrange os derivados recentes de organismos vivos utilizados como combustíveis ou para a sua produção. Segundo a definição utilizada pelo Balanço Energético Nacional (BEN) da EPE, a biomassa engloba as seguintes fontes de energia: lenha, bagaço de cana, lixo e outras recuperações. Neste trabalho, serão também analisados como biomassa: as algas (micro e macro), o carvão vegetal e alguns processos de conversão mais promissores, e os biocombustíveis.

7.1 Panorama mundial

A biomassa respondeu, em 2007, aproximadamente por 10% (50 EJ/ano) do consumo de energia primária mundial, tornando-a a maior fonte primária de energia renovável. Enquanto a biomassa tradicional em forma de madeira continua sendo a principal fonte de bioenergia, a produção de biocombustíveis líquidos aumentou rapidamente durante a última década. A maior parte da biomassa, aproximadamente 30 EJ/ano, é atualmente consumida nos países não OCDE na produção direta de calor e na cocção de alimentos. A biomassa moderna, incluindo os biocombustíveis, calor *in situ*, eletricidade e calor municipal, responde por 19 EJ (462 Mtep) no mundo (IEA, 2008d).

Enquanto que o consumo de biomassa sólida continuou crescendo fora da OCDE, este se ampliou apenas 1,3% por ano, entre 1991 e 2006, nos países que compõem a organização. Por outro lado, a oferta de biomassa líquida (biocombustíveis) aumentou aproximadamente 17,3% ao ano durante o mesmo período, refletindo demanda crescente na OCDE durante os últimos anos (IEA, 2010).

Em 2007, os EUA contavam com mais de 34% da eletricidade a partir de biomassa sólida gerada nos países da OCDE, com um total de 43 TWh. O Japão foi o segundo maior produtor, com 16 TWh e a Alemanha, o terceiro, com 10 TWh. Aumentos do uso de biomassa para produção de energia foram presenciados em alguns países da Europa e em alguns países em desenvolvimento, incluindo a China e a Índia. Apesar do mercado nos EUA estar menos desenvolvido que o europeu,

no final de 2009, aproximadamente 80 projetos de biomassa estavam em operação proporcionando 8,5 GW de capacidade energética, fazendo dos EUA o país líder pela capacidade total. Mundialmente, no final de 2009, a capacidade instalada estava estimada em 54 GW, a partir de biomassa, sendo os EUA o líder, seguido do Brasil. No princípio de 2010, aproximadamente 800 usinas de geração de energia a partir de biomassa sólida (combustão de madeira, licor negro ou outras biomassas para gerar eletricidade) estavam operando na Europa, com uma capacidade estimada de 7 GW. A maior parte dos aumentos da capacidade relacionada à biomassa foi resultado da implantação de usinas de cogeração (REN21, 2010).

A produção de biocombustíveis contribuiu, em 2009, com 5% da produção mundial de combustíveis líquidos. O etanol de milho e de cana-de-açúcar e o biodiesel são os principais biocombustíveis comercializados, apesar de que outros como o biogás para transporte e outras formas de etanol já são significativas. O milho é responsável por mais da metade da produção mundial de etanol e a cana por mais de um terço. Os EUA e o Brasil respondem por quase 90% da produção total de etanol. A indústria de biocombustíveis de segunda geração está realizando pesquisas e plantas piloto, a maioria com algum tipo de financiamento parcial público (REN21, 2010).

O mercado de biomassa para produção de calor está se expandindo gradualmente, particularmente na Europa. A tendência mostra um uso crescente de biomassa sólida em forma de pellets, o uso em prédios ou de comunidades da cogeração (CHP), e o uso de biomassa em municípios para sistemas centralizados de calor (REN21, 2010).

Os cenários elaborados pelo IEA, em 2009, apontam um papel importante da biomassa na oferta de energia no futuro. Segundo um cenário de referência onde os mercados evoluem sem que os governos programem mudanças na atual política e medidas, em 2030, a demanda total de energia primária alcançará 16.790 Mtep (705,2 EJ) em 2030, sendo que 9,6% deverá ser de biomassa. No caso em que os mercados buscassem estabilizar a concentração de CO₂ em 450 ppm, os cenários apontam para uma participação de 1.9652 Mtep (13,6% da demanda total de energia primária mundial) em 2030 e de 3.605 Mtep (20%) em 2050 (IEA, 2010) como mostra a Tabela 20.

Tabela 20 - Consumo de biomassa e biocombustíveis em 2030 e 2050, segundo diferentes cenários.

	World Energy Outlook 2009		Energy Technology Perspectives 2008	
	Cenário de Referência - 2030	Cenário (450) 2030	Cenário de Referência - 2050	Cenário Blue Map - 2050
Demanda mundial de energia primária	16.790 Mtep	14.389 Mtep	23.268 Mtep	18.025 Mtep
Demanda primária de biomassa	1.604 Mtep	1.952 Mtep	2.142 Mtep	3.605 Mtep
% da demanda total de energia primária	9,6%	13,6%	9,2%	20,0%
Consumo final de biomassa	1.270 Mtep	1.446 Mtep	1.282 Mtepp	2.003 Mtep
% do total	11,1%	14,2%	8,1%	19,0%
Setor industrial	292 Mtep	351 Mtep	360 Mtep	822 Mtep
% do total	8,8%	13,0%	6,7%	18,3%
Biocombustíveis (litros de gasolina equivalente)	167 bn lge	349 bn lge	133 bn lge	870 bn lge
% do combustível total para transporte	4,0%	9,3%	2,2%	26,0%
Outros setores	845 Mtep	817 Mtep	816 Mtep	488 Mtep
% do total	22,0%	23,7%	15,6%	15,5%

Fonte: World Energy Outlook 2009 (IEA, 2009a); Energy Technology Perspectives 2008 (IEA, 2008b); apud IEA, 2010.

Apesar da produção de biocombustíveis ser promissora e crescer fortemente nos últimos anos, o futuro permanece incerto. Recentemente, a produção da maioria dos biocombustíveis de primeira geração enfrentou críticas severas sobre sua sustentabilidade. Por um lado, o aumento dos preços das commodities incitou discussões sobre o quanto os biocombustíveis de primeira geração podem se expandir sem pôr em perigo a produção de alimentos. Por outro lado, a emissão de gases de efeito estufa associada à mudança de uso do solo leva a discussões controversas sobre a eficácia dos biocombustíveis de primeira geração para reduzir as emissões globais. Apesar dos biocombustíveis contribuírem para sustentabilidade econômica e ambiental, os debates atuais voltam-se para os biocombustíveis de segunda geração, baseados em biomassa não comestível e que prometam evitar as preocupações relativas à segurança alimentar.

Em 2008, a produção mundial de biocombustíveis alcançou aproximadamente 83 bilhões de litros, mais do que 4 vezes a produção de 2000. Este volume contribui atualmente com 1,5% do consumo de combustível líquidos para o transporte mundial, prevendo-se um aumento progressivo da demanda ao longo das próximas décadas (IEA, 2009a). Os EUA e a União Européia estão entre os maiores produtores de biocombustíveis, os países emergentes e em desenvolvimento, por sua vez, incrementaram a sua participação em 40% do total da produção. Brasil, China e Tailândia são atualmente os maiores produtores fora da região da OCDE.

No Cenário de Referência da WEO 2009 da IEA (2010), espera-se que a demanda de biocombustíveis cresça até 167 bilhões de litros de gasolina equivalente (lge) em 2030, alcançando 4% da demanda total de combustível para transporte, frente a 9,3% em 2030 ou 15,5% em 2050 para estabilizar a concentração de CO₂ na atmosfera em 450 ppm.

América do Sul está emergindo como um importante ator no mercado global de biocombustíveis. Está experimentando um rápido crescimento nos investimentos em produção de matérias-primas, na produção de biocombustíveis e no comércio de importação-exportação de etanol e biodiesel. O Brasil, por sua vez, é o líder na América Latina e criou um modelo integrado governo-agricultura-petróleo que está promovendo iniciativas de governo e mercado na Argentina, Colômbia, América Central e Caribe.

A demanda por biocombustíveis de segunda geração está crescendo influenciada pelas normas nos países da OCDE e o desejo dos cientistas e dos criadores de políticas para garantir a sustentabilidade da produção. Ainda, entretanto, não existe produção comercial de biocombustíveis de segunda geração, embora já esteja implantado, planejado ou em construção um considerável número de usinas piloto e de demonstração, principalmente nos EUA e na UE. Pesquisa & Desenvolvimento são necessários para garantir o sucesso da nova tecnologia no futuro. Nos países emergentes, as oportunidades de comércio de biocombustíveis de segunda geração com a UE e os EUA estão crescendo, dado que a produção nestas regiões cairá frente à falta de demanda doméstica. Especialmente países como o Brasil e a China que já estão desenvolvendo biocombustíveis de segunda geração e que podem fornecer uma boa infraestrutura de exportação e mão de obra experiente são provavelmente capazes de aproveitar a crescente demanda de biocombustíveis de segunda geração.

7.2 Tecnologia

A biomassa como fonte energética apresenta rotas significativamente diversificadas. Com extensa variedade de fontes, desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas, a biomassa conta com uma variedade considerável de tecnologias para os processos de conversão, incluindo simples combustão para obtenção da energia térmica até processos físico-químicos e bioquímicos complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos, além de outros produtos. Estes processos, por sua vez, variam de dimensão, de micro até larga escala, com significativa amplitude de maturidade do sistema energético e no desenvolvimento das tecnologias.

Uma gama considerável de tecnologias de conversão da biomassa está disponível, e resultam em uma também ampla variedade de produtos energéticos, nos três estados físicos (sólido, líquido e gasoso), para geração de calor, energia elétrica, e combustíveis. As três principais rotas tecnológicas de conversão da biomassa são:

- a) Conversão termoquímica: que inclui a combustão direta, a gaseificação e a pirólise;
- b) Conversão bioquímica: que inclui a digestão anaeróbica, a fermentação/destilação e a hidrólise;
- c) Conversão físico-química: que inclui a compressão, extração e esterificação.

Na Tabela 21 a seguir na mostra-se um panorama atual das tecnologias de conversão.

Tabela 21 - Panorama das tecnologias de conversão

Tecnologia		Descrição	Tamanho da usina	Comentários
Combustão direta	Leito fixo	A biomassa é queimada em uma caldeira com grelha móvel que retira as cinzas.	-	Variedade limitada de tipos de biomassa; Gastos de capital reduzidos.
	Leito fluidizado	O combustível queima em uma mistura em suspensão de material quente, inerte e granulado (ex. areia sílica).	> 20 MW	Ampla gama de combustíveis; Exige um tamanho uniforme; Gastos de capital e de operação altos.
	Sólidos pulverizados	Pequenas partículas queimam com ar em uma câmara de combustão.	2-8 MW	Custos unitários elevados; Baixa eficiência da usina.
Cocombustão (combustão conjunta)	Direta	A biomassa preparada é introduzida diretamente na caldeira.	50-700 MW	Variações acima de 40% de biomassa; Comercial típico: 3-5%.
	Indireta	Separa a gaseificação da biomassa em um leito fluidizado, sendo o gás queimado na caldeira a carvão.	15-100 MW	Investimentos baixos normalmente; Redução de SOx e NOx;
	Paralela	A biomassa é queimada em uma caldeira separada e o vapor vem da usina a carvão.	-	A cocombustão indireta e paralela requerem investimentos adicionais de capital.
Gaseificação	Leito fixo	A conversão da biomassa em um combustível gasoso ocorre por oxidação parcial e temperaturas elevadas.	Pequeno / Descentralizado	-
	Leito fluidizado (LF)	A conversão da biomassa em um combustível gasoso ocorre em uma mistura fluidizada de material inerte do leito com ar quente. Pesquisas recentes buscam combinar o LF com turbinas a vapor (ciclo combinado integrado com gaseificação)	Borbulhante: 15-80 MW; Circulante: 40-100 MW.	Gaseificadores de LF têm alto rendimento e suportam vários tipos e condições de combustíveis (ex. biomassa úmida).
Pirólise	Rápida	É a decomposição térmica da biomassa na ausência de oxigênio, tendo como resultado o alcatrão, o bio-óleo e gases de combustão.	-	A pirólise concentra compostos voláteis em um óleo transportável.
Digestão anaeróbica	1ª fase	A biomassa líquida é introduzida em um reator onde é convertida em biogás e material orgânico.	10 kW-10 MW	-
	2ª fase	A hidrólise ocorre em uma fase separada em AD, conseguindo condições mais estáveis e permitindo assim maiores quantidades sólidas no digestor.	10 kW-10 MW	As fases separadas permitem concentrações maiores de sólidos e um processo mais estável do que a fase 1.

Fonte: Deol, 2010.

A combustão direta é a tecnologia de conversão de biomassa em calor, eletricidade e cogeração (*combined heat and Power-CHP*) mais utilizada no mundo. Os dois principais tipos de sistemas de caldeiras de combustão direta que utilizam biomassa são o leito fluidizado e o leito fixo. Instalações de combustão direta de biomassa que produzem eletricidade por meio de uma turbina a vapor têm uma eficiência de conversão de 15% a 35%. Dependendo do fabricante; um sistema CHP pode ter até uma eficiência total do sistema de 85%. Apesar de que a maioria dos sistemas de combustão direta gera energia através de uma turbina a vapor, algumas empresas estão desenvolvendo tecnologias de combustão direta que usam ar quente pressurizado ou outro meio para acionar a turbina. Uma aplicação emergente é a possibilidade de acoplar um gerador de energia com Ciclo Rankine Orgânico (ORC, siglas em inglês) a uma fonte de biomassa com água quente. Nestas condições, a eletricidade pode ser produzida a partir de temperaturas baixas (aproximadamente 85°C e mais) e fontes de baixa pressão como uma caldeira de biomassa de água quente (PETERSON *et al.*, 2009).

Na geração de calor e de energia elétrica, a tecnologia da combustão direta é aplicada já comercialmente, enquanto a gaseificação e a pirólise em grandes potências estão ainda em estágio da demonstração. Sendo somente o calor gerado, a combustão parece a rota tecnológica mais apropriada. Por outro lado se eletricidade for produzida, a gaseificação e a pirólise são as melhores opções. .

A expansão do mercado de biomassa para produção de calor na Europa, especialmente nos países onde a necessidade de energia é maior (Áustria, Finlândia, Alemanha, Holanda e Suécia), se deve principalmente aos preços da energia fóssil e à segurança no abastecimento energético. Neste sentido, os pellets de biomassa estão virando um combustível cada vez mais comum, com aproximadamente 7,5 milhões de toneladas consumidas em 2008 na Europa – 25% a mais desde 2005. Nos países em desenvolvimento, são frequentes usinas de pequena escala para produção de calor e energia a partir de resíduos agrícolas como casca de arroz ou de coco. O uso do bagaço para a mesma finalidade é significativo em países que têm uma indústria de açúcar desenvolvida, como Argentina, Austrália, Brasil, China, Colômbia, Cuba, Guatemala, Índia, Quênia, Maurício, as Filipinas, Tanzânia, Tailândia e Uganda (REN21, 2010).

7.3 Panorama no Brasil

No Brasil, em 2009, a participação das fontes renováveis na oferta de energia primária é de praticamente de 47%, sendo a biomassa responsável por, pelo menos, 29% desta, com os produtos da cana em primeiro lugar.

Apesar do percentual elevado, as características do país como a alta incidência de radiação solar e boas condições climáticas, localizado entre os trópicos, extenso território com disponibilidade expressiva de terras agriculturáveis, indústria agropecuária madura, etc., ainda não estão refletidas no aproveitamento do potencial energético da biomassa, especialmente na geração de energia elétrica.

O relativo baixo aproveitamento deste potencial não se deve à falta de competitividade das tecnologias, ou das condições de produção e oferta das diversas fontes de biomassa, mas sim ao ainda precário desenvolvimento de infraestrutura institucional, logística de suprimento e a não valorização desta alternativa. A segurança no suprimento e a confecção de acordos ou contratos que permitam um menor risco de escassez da biomassa como matéria-prima para geração elétrica parecem variáveis fundamentais a serem consideradas no caso de negócios nestas áreas. Vale destacar a influência de políticas específicas de incentivo à biomassa, as quais fomentam as alternativas mais sustentáveis e que apresentam externalidades positivas.

A lenha que, na década de 70, chegou a representar 46% do consumo final de energia do País, atualmente responde por cerca de 8% desse consumo. Os setores que mais utilizam esse insumo energético são: o residencial - principal consumidor de lenha -, seguido do industrial e do agropecuário. No setor residencial, a lenha responde por aproximadamente 35% do consumo de energia final (EPE, 2009) e seu uso tem se reduzido devido, principalmente, à entrada do GLP que, por suas características, apresenta grande vantagem em relação aos combustíveis líquidos e sólidos. No horizonte decenal, destaca-se o deslocamento parcial da demanda de lenha pelo gás natural na produção de cerâmica – agregando valor à produção nacional – e na indústria brasileira de alimentos e bebidas (PDE 2019 – EPE, 2010).

O consumo de carvão vegetal representa cerca de 3,0% do consumo final de energia do País. Deste percentual, 90,1% são utilizados no setor industrial, 8,6% no setor residencial e os restantes 1,4% nos setores comercial e agropecuário. No

setor industrial, a produção de ferro-gusa e aço e de ferro-ligas respondem por aproximadamente 84% do consumo total de carvão vegetal, com uso simultâneo como agente redutor e fornecimento de energia (EPE, 2008). No setor residencial, considerou-se que o consumo de carvão vegetal é destinado exclusivamente à finalidade de aquecimento direto, em complemento ao uso da lenha, apresentando ambos o mesmo rendimento energético (PDE 2019 – EPE, 2010).

Nos últimos leilões de energia de reserva houve venda oriunda de UTE a partir da biomassa de bagaço de cana e do capim elefante. A oferta ficou em torno dos R\$ 134-144 MWh (EPE-2010) o que demonstra o início de um processo de renovação de interesse pelos investidores no aproveitamento da biomassa energética, especialmente o bagaço, sobretudo após o novo arranjo comercial – regulatório aplicado à biomassa.

O Brasil se encontra em uma posição privilegiada para assumir a liderança no aproveitamento integral das biomassas especialmente pelo fato de ser pioneiro na produção de bicompostíveis da biomassa em larga escala, com destaque para a indústria canavieira, o etanol.

As microalgas também despontam como um novo recurso renovável com potencialidades diversas em termos de bioenergia e produtos químicos. O país reúne, ainda, condições para ser o principal receptor de recursos de investimentos provenientes do mercado de carbono no segmento de produção e uso de bioenergia, por ter no meio ambiente a sua maior riqueza e possuir enorme capacidade de absorção e regeneração atmosférica.

Percebe-se também uma transição envolvendo “baixo nível tecnológico”, como o uso da lenha para cozinhar, para processos mais avançados e classificados como “modernos”, que são vetores do uso da biomassa como fonte para energia elétrica e combustíveis (CGEE, 2001).

7.4 Produção de energia elétrica

A inserção da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira em uma escala compatível com seu potencial justifica-se, basicamente, por:

- (a) ser uma energia renovável;
- (b) oferecer externalidades sócio-econômicas positivas - ainda não precificadas de forma consistente -; e
- (c) pela complementaridade com a geração de hidroeletricidade brasileira.

O somatório destas sinergias e externalidades garantem um elemento estratégico: a sua competitividade em termos de modicidade tarifária. Desta forma, trata-se de uma energia renovável, sustentável ambientalmente e que poderá contribuir ainda mais para a segurança do suprimento a custos competitivos (Castro *et al.*, 2009).

O Brasil possui 383 unidades operando com biomassa como fonte de energia elétrica com 7.660 MW de potência, sendo que 78,5% correspondem ao uso de bagaço de cana (ANEEL, 2010). Outros combustíveis utilizados na geração de eletricidade são: o licor negro (16%), os resíduos de madeira (4%), e biogás, casca de arroz e carvão vegetal (menos de 1,4% em conjunto). Dados sobre empreendimentos em construção apontam para uma continuação da predominância do bagaço de cana (21 novas unidades - 90% da nova potência) e dos resíduos de madeira (3 unidades - 3%); porém, sinalizam também o surgimento do capim elefante (2 unidades - 5%) e do biogás (1 unidade - 1,5%). Aos 6,4% da capacidade elétrica instalada proveniente atualmente da biomassa (5,4% de bagaço, em 2009, segundo o BEN2010 da EPE), serão acrescidos mais 3.019 MW frente a um acréscimo de quase 14 bilhões de W de energia fóssil. A Tabela 22 discrimina os empreendimentos atuais em operação segundo o tipo de fonte energética.

Tabela 22 - Empreendimentos em operação na matriz brasileira de energia elétrica – com biomassa como combustível frente ao total

Tipo	Capacidade instalada			Total			
	N.º Usinas	(kW)	%	N.º Usinas	(kW)	%	
Biomassa	Bagaço de Cana	315	6.049.646	5,06	387	7.698.391	6,44
	Licor Negro	14	1.240.798	1,04			
	Madeira	40	327.827	0,27			
	Biogás	11	48.712	0,04			
	Casca de Arroz	7	31.408	0,03			
Total Biomassa					387	7.698.391	6,44
Total*		2.294	119.190.904	100	2.294	119.190.904	100

Fonte: ANEEL (site atualizado em 03/11/2010).

*Total dos empreendimentos em operação da matriz brasileira, incluindo as fontes hídrica, nuclear e eólica, o gás, o petróleo, o carvão mineral e as importações.

A produção de energia elétrica a partir de biomassa propriamente dita apresenta duas características importantes:

O conteúdo energético da biomassa: é relativamente pouco “denso” espacialmente, exigindo coleta e transporte para concentrar o insumo; portanto, os custos do insumo crescem com a capacidade da unidade de conversão;

As tecnologias de conversão para energia elétrica convencionais, essencialmente termoelétricas, apresentam forte economia de escala (o investimento por unidade de insumo cai e as eficiências de conversão aumentam, com a capacidade). Investimentos em tecnologia têm buscado aumentar a eficiência de conversão em sistemas de menor capacidade e reduzir custos de coleta / transporte da biomassa.

O fator mais importante, independente da tecnologia empregada, para a redução de custos da energia derivada de biomassa refere-se, aos custos da matéria-prima incluídos aí a sua coleta e transporte. Neste sentido, para reduzir o custo de transporte, as aplicações mais promissoras de biomassa para energia elétrica utilizariam, na ordem:

- resíduos de outros usos de biomassa (exemplo, produção de alimentos) que estejam já concentrados no local, tendo o custo do transporte sido absorvido pelo custo do produto principal (bagaço de cana, palha de arroz, restos em serrarias, casca de árvores na indústria de celulose, etc.);
- resíduos de outros usos de biomassa que possam ser coletados e transportados a baixo custo (exemplo, parte da palha da cana plantações específicas para a produção de energia, as florestas comerciais).

Vendo o sistema energético de forma mais ampla, além da simples geração de energia elétrica, sistemas de geração a partir de biomassa, com suas características de porte médio / pequeno (no máximo algumas dezenas de MW) devem buscar a cogeração sempre que possível. Agregar uso da energia térmica à geração elétrica fica muito mais fácil com sistemas distribuídos do que em grandes centrais. Este é um caminho para indústrias como a de papel/celulose e cana de açúcar, e poderá

vir a ser muito mais utilizado com a incorporação por estas de outros processos produtivos consumidores de energia térmica.

Outro ponto importante a considerar, quando se trata da queima de resíduos agrícolas com produção sazonal, é a possibilidade de uso simultâneo de combustíveis complementares, como o carvão, o óleo e o gás natural, para permitir a geração durante todo o ano sem aumentar os custos de logística e estocagem da biomassa (CGEE, 2001).

7.5 Bioeletricidade do setor sucroenergético:

A utilização da biomassa residual da produção do etanol e do açúcar como combustível para produção de energia térmica, mecânica e elétrica permite suprir 98% da energia requerida para a própria usina produtora. Este fato indica e determina uma vocação intrínseca para a produção de energia elétrica para autoconsumo e com grande potencial para “exportação”.

A bioeletricidade é um coproduto do setor sucroenergético que possui o etanol e o açúcar como seus produtos finais. Neste sentido, é o crescimento da demanda por etanol e por açúcar que determina o crescimento do setor e, conseqüentemente da oferta de bioeletricidade, derivada da maior ou menor tonelagem de moagem de cana de açúcar.

A exploração do potencial energético do bagaço e da palha advém, portanto, da queima desta biomassa com a finalidade de geração de energia elétrica para ser comercializada. Os novos projetos sucroenergéticos - *greenfield* - já incorporam em seus planos de negócio a comercialização de energia elétrica. Estes novos projetos têm como tecnologia padrão a extra-condensação que permite a geração de 80 KWh excedentes por tonelada de cana processada, utilizando-se apenas o bagaço. A utilização da palha para a produção de bioeletricidade permitirá uma produção estimada em torno de 200 KWh por tonelada de cana processada ou a produção de eletricidade no período da entressafra. Existe ainda a possibilidade de *retrofit* das antigas plantas. As plantas construídas durante os anos 70 e 80 — utilizam tecnologias bem menos eficientes capazes de produzir 12 KWh por tonelada de cana processada, atendendo basicamente as necessidades energéticas próprias, sem

capacidade de vender para o mercado elétrico. Cabe frisar, que a ruptura tecnológica possivelmente será a gaseificação da biomassa com a utilização do gás da síntese para a produção de eletricidade (CASTRO *et al.*, 2010).

Não obstante, as dificuldades imediatas e conjunturais do setor sucroenergético derivadas da crise econômica mundial podem ser verificadas na postergação de inúmeros projetos *greenfields*. Nestes termos, o *retrofit* se apresenta como o mais adequado para implantação de projetos de plantas de cogeração eficientes. O *retrofit* necessita de menor aporte de capital e tem toda a logística de produção da cana já instalada e em funcionamento (CASTRO *et al.*, 2009). Hoje em dia, grande parte da safra canavieira é processada em usinas antigas, as quais podem prosseguir operando por mais algumas décadas. A plena exploração do potencial energético da cana de açúcar requer então a modernização destas usinas através da implementação de plantas de cogeração capazes de gerar excedentes de energia elétrica para o setor elétrico brasileiro (CASTRO *et al.*, 2010).

Segundo Sousa (2009), na safra 2008/09, foram processadas 562 milhões de toneladas de cana e se projeta que na safra 2020/21 se processe 1.038 milhões de toneladas de cana. Um exercício simples, partindo-se do pressuposto da adoção da tecnologia de extra-condensação em todas as usinas, mais a utilização de 75% do bagaço e 50% da palha disponíveis será possível obter energia elétrica média de 13.158 MWmed. Para se ter uma dimensão da relevância deste número, a energia firme da maior hidroelétrica do mundo, UHE de Itaipu, é de 9.699 MWmed (CASTRO *et al.*, 2010).

7.6 Biogás

O biogás utilizado como combustível é uma mistura gasosa resultante da fermentação anaeróbica de matéria orgânica. É constituído principalmente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), além de outros componentes (H_2 , N_2 , H_2S , CO , NH_3). O poder calorífico do biogás varia de acordo com a concentração de metano, que, por sua vez, depende das características do resíduo utilizado e das condições de funcionamento do processo de digestão.

O biogás é considerado um gás natural resultante da fermentação anaeróbica de dejetos animais, resíduos vegetais, lixo industrial ou residencial em condições

adequadas. A mistura geralmente apresenta em torno de 50 a 65% de metano, sendo o restante composto na maior parte por dióxido de carbono e alguns outros gases, porém, em menores concentrações. A utilização do biogás como recurso energético é devido fundamentalmente ao conteúdo do metano, que quando puro em condições normais de pressão (1 atm) e temperatura (0°) possui um poder calorífico inferior (PCI) de 9,8 Kcal/m³. O biogás com um teor de metano entre 50 e 80% tem um PCI entre 4,95 e 7,92 Kcal/m³.

A utilização desse gás proveniente de lixo e dejetos sanitários como insumo para produção de energia representa grande benefício socioambiental, principalmente nos grandes centros urbanos, devido à redução de emissões de poluentes.

O biogás pode ser usado como combustível em substituição do gás natural ou do gás liquefeito de petróleo (GLP), ambos extraídos de reservas minerais. Pode ser também utilizado para cozinhar em residências rurais próximas ao local de produção, economizando outras fontes de energia, como lenha ou GLP. Na produção rural, pode ser utilizado no aquecimento de instalações para animais muito sensíveis ao frio ou no aquecimento de estufas de produção vegetal, para citar alguns exemplos. Além desses usos, pode ainda ser utilizado na geração de energia elétrica, por meio de geradores elétricos acoplados a motores de explosão adaptados ao consumo de gás. Segundo Pecora (2006; apud FIGUEIREDO, 2007), a conversão energética do biogás é o processo de transformação da energia química das moléculas do biogás, por meio de uma combustão controlada, em energia mecânica, que por sua vez será convertida em energia elétrica. As tecnologias convencionais para a transformação energética do biogás são as turbinas a gás e os motores de combustão interna, que estão detalhadas a seguir. Existem também tecnologias emergentes como as células de combustíveis que, ainda em fase de desenvolvimento e aperfeiçoamento, pode ser considerada uma tecnologia promissora (CASTRO, 2006; apud FIGUEIREDO, 2007).

O biogás tem sido utilizado, por meio da combustão, em fogões, aquecedores, incubadoras e pequenos motores, normalmente equipamentos de uso estacionário. Em motores estacionários, pode-se utilizar o biogás diretamente produzido nos biodigestores para o acionamento de bombas hidráulicas e geradores de energia, sendo, assim, uma grande vantagem o seu uso no meio rural. No setor agrícola, por exemplo, as granjas de suínos utilizam o processo de digestão anaeróbica para tratar as águas residuais da limpeza das pocilgas e produzir biogás. Já no cenário urbano, nos dias atuais, a geração de energia elétrica a partir do biogás esta em

expansão, principalmente nos aterros sanitários. Para utilização em motores Diesel e Otto, torna-se necessária a conversão do motor para biogás. Os motores a biogás funcionam segundo os mesmos princípios dos motores Diesel e Otto, bastando apenas algumas modificações no sistema de alimentação, ignição e também na taxa de compressão. (CGEE, 2010).

Segundo Ortolani et al. (1991), para o dimensionamento de biodigestores a partir da suinocultura, devemos ter cuidado em armazenar o biogás para que na hora de pico seja suficiente para permitir o funcionamento de todos os aparelhos, para isso é necessário conhecer o valor a ser consumido de biogás. Este valor é encontrado através da soma do consumo de todos os aparelhos e o tempo utilizado durante 24 horas do dia.

A geração de biogás em um aterro sanitário é iniciada alguns meses após o início do aterramento dos resíduos e continua por aproximadamente 15 anos após seu encerramento. Para cada tonelada de resíduo disposto em um aterro sanitário, são gerados em média 200 Nm³ de biogás. Para que o biogás possa ser explorado comercialmente através de sua recuperação energética, o aterro sanitário deverá receber no mínimo 200 toneladas/dia de resíduos, ter uma capacidade mínima de recepção da ordem de 500.000 toneladas ao longo de sua vida útil, e altura mínima de carregamento de 10 metros (World Bank, 2005).

Atualmente, no Brasil, as alternativas de aproveitamento do biogás de aterros sanitários, são:

- captação do biogás das células do aterro sanitário e sua queima total em *flare*, visando apenas a redução do potencial poluídos do metano para dióxido de carbono;
- captação do biogás como fonte energética a partir da evaporação do chorume, cujo vapor quente, um dos produtos finais, passa por um filtro retentor de umidade e é conduzido a um queimador, de onde é lançado na atmosfera, seco e livre de impurezas (MONTEIRO et al., 2001);
- captação de biogás para distribuição sem tratamento para a comunidade, ou purificado e adicionado ao gás de petróleo para abastecimento doméstico, ou ainda, usado como combustível para abastecimento de frota de táxis (DANESE, 1981; apud DUARTE; BRAGA,, 2006);

- captação de biogás para geração de energia elétrica.

Amaral (2004) ressalta que “a disposição de lixo em aterro sanitário e o consequente aproveitamento do biogás não deve ser um paradigma absoluto para a gestão dos resíduos sólidos”. Alternativamente, a digestão anaeróbica da fração orgânica dos resíduos sólidos em reatores é mais aconselhável.

O uso do biogás para a geração de eletricidade está em crescimento, tendo um aumento de 7% em 2008, especialmente nos países da OCDE, onde foram produzidos 30TWh, em 2008. Alemanha é o principal produtor de eletricidade a partir de biogás, desde 2009, com mais 570 usinas implantadas durante o ano, alcançando 4.700, e uma capacidade associada de 280 MW para 1,7 GW (REN21, 2010).

7.7 Transporte

Este item trata dos biocombustíveis líquidos, de primeira e segunda geração, destinados ao abastecimento de veículos automotores.

Enquanto que os biocombustíveis de primeira geração são os que estão sendo comercializados hoje em dia, como o etanol e o biodiesel, os de segunda geração são produzidos a partir de lignocelulose, hemicelulose ou lignina (IEA, 2010).

A mistura de biocombustíveis para veículos tornou-se obrigatória em pelo menos 41 estados/províncias e em 24 países nacionalmente. Na maioria dos casos, é requerida uma mistura de 10-15% de etanol na gasolina ou 2-5% de biodiesel no diesel. O Brasil é o líder mundial há 30 anos graças ao ProÁlcool. Além da mistura obrigatória, existem numerosos planos e metas para o uso futuro de biocombustíveis. A seguir, estão enumerados alguns exemplos. O “padrão de combustíveis renováveis” dos EUA requer que as distribuidoras de combustíveis aumentem o volume anual de biocombustíveis adicionados até 136 bilhões de litros até 2022. De forma similar, a Inglaterra tem como meta 5% até 2010. A estratégia de longo prazo no Japão é alcançar 6 bilhões de litros de etanol por ano até 2030, o que representa 5% da energia para transporte. Na China o objetivo é o equivalente a 13 bilhões de litros de etanol e 2,3 bilhões de biodiesel ao ano até 2020. Nesse sentido, a isenção de taxas sobre os combustíveis e os subsídios para a produção viraram importantes políticas de biocombustíveis. (REN21, 2010).

Os investimentos que serão aportados no setor energético brasileiro nos próximos dez anos atingirão o montante de R\$ 951 bilhões, entre projetos nas áreas de energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis. A oferta de biocombustíveis líquidos demandará recursos da ordem de R\$ 66 bilhões, ou 6,9% do total, destinados à produção e ao transporte de etanol e biodiesel (EPE, 2010b), como detalha a Tabela 23.

Tabela 23 - Oferta de biocombustíveis líquidos no Brasil – 2010-2019

	R\$ bilhões Período 2010-2019	%
Etanol – Usinas de produção	58	6,1
Etanol – Infraestrutura dutoviária	7	0,8
Biodiesel – Usinas de produção	0,5	0,1
TOTAL	66	6,9*

Fonte: EPE, 2010b.* Considerando a oferta de energia elétrica (22,5%), o petróleo e o gás natural (70,6%).

7.8 Primeira geração de biocombustíveis

O maior produtor de etanol do mundo, a partir de milho, é os EUA enquanto que o segundo é o Brasil a partir da cana de açúcar. A Europa permanece como a maior produtora de biodiesel, com quase 280 unidades entre os 27 estados membro e uma capacidade anual estimada de 24 bilhões de litros. Apesar da indústria europeia de biodiesel não utilizar toda sua capacidade em 2009, outras usinas foram construídas. Os líderes são Renova, ECOFUEL Argentina, LDC Argentina, Unitec Bio e Explora. Outros países iniciaram a produção de biodiesel em 2009: Colômbia, Equador e Peru (REN21, 2010).

Para atender seu consumo de biodiesel – 79,5% do total de biocombustíveis para transporte em 2009, a União Europeia importou entre janeiro e julho de 2010, mais de 1,2 milhão de toneladas, aproximadamente 22% a mais que o ano anterior, segundo dados oficiais (Fedebiocombustibles n° 35, 2010).

7.8.1 Etanol

O setor sucroalcooleiro vem se consolidando nos últimos anos. Esta tendência, intensificada especialmente a partir de 2007, reflete movimentos simultâneos de concentração, expansão, aumento da participação estrangeira e da indústria de petróleo no setor, assim como a participação de empresas sucroalcooleiras na distribuição de combustíveis.

De acordo com o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), a produção de cana-de-açúcar, em 2009, alcançou 622,6 milhões de toneladas. Este montante foi 12,6% superior ao registrado no anterior, quando a safra foi de 552,8 milhões de toneladas. Em 2009 houve aumento de 11,2% na produção nacional de açúcar, com um total 33,7 milhões de toneladas e redução de 3,8% na produção de etanol, produzindo-se o montante de 26.103.093 m³. Cerca de 73% deste total referem-se ao álcool hidratado: 19.089.267 m³. Em termos comparativos, houve aumento de 8,7% na produção deste combustível em relação ao período anterior. No que tange a produção de álcool anidro, que é misturado a gasolina A para formar a gasolina C, registrou-se decréscimo de 26,8%, totalizando 7.013.826 m³ (EPE, 2010a).

Quanto à concentração do setor, na safra de 2009/10 os cinco maiores grupos passaram a concentrar 27% da produção. A participação estrangeira na capacidade de moagem de cana teve aumento expressivo. Enquanto, na safra 2005/2006, não constavam entre os dez maiores *players* do ranking nacional, os estrangeiros deverão ser responsáveis por aproximadamente 40% da moagem na safra 2010/2011. As recentes fusões e aquisições realizadas por grupos estrangeiros no Brasil foram motivadas principalmente pela atratividade para investimentos no setor sucroenergético brasileiro e pelo cenário de expansão do consumo de etanol no mundo.

Entre os cinco maiores produtores de etanol apenas um grupo está em mãos brasileiras – todas as outras empresas são controladas por estrangeiros. Os líderes são, além da petrolífera Shell, a companhia de commodities Louis Dreyfus, a produtora de açúcar Tereos, da França, e a empresa de comércio americana E.U. Bunge. A gigante petrolífera Shell fundou com a líder do mercado brasileiro, Cosan, no início de fevereiro, uma *joint venture* no valor de 12 bilhões de dólares.

Até agora, das grandes companhias petrolíferas, apenas a British Petroleum possui uma pequena participação no Brasil¹⁰

O fato de ser um mercado pulverizado, quanto aos produtores, potencializa a competição na oferta do produto, fazendo que os preços sejam comercializados abaixo do que seria o equivalente energético. Sendo assim, existe um potencial de ganho de margem, o que seria mais um fator de atratividade para o capital estrangeiro e concentração do setor. Além disso, o alto endividamento e a falta de capital de giro, aliadas à crise internacional, fragilizaram as empresas brasileiras e impactaram negativamente os investimentos internos previstos, favorecendo a aquisição de ativos pelas estrangeiras. A conjunção de ativos a preços atrativos e as boas perspectivas para o setor atraíram investimento externo, mesmo em uma conjuntura de falta de liquidez internacional. Assim, pode-se dizer que o setor segue uma tendência de consolidação e internacionalização de ativos.

A verticalização da cadeia produtiva, que integra produção agrícola e industrial com a distribuição do etanol é um movimento econômico relevante para o setor. Neste sentido, Cosan e Petrobras deram os primeiros passos. Dando seguimento à estratégia de verticalização, as duas empresas investem em projetos de alcoolduto, com objetivo de reduzir os custos de transporte de etanol das usinas até os postos de distribuição.

No início de 2010, a Agência de Proteção Ambiental americana (EPA) classificou o etanol oriundo de cana como um biocombustível avançado, ou seja, um combustível que evita a emissão de gases de efeito estufa (GEEs) em pelo menos 50%, na comparação com combustíveis fósseis tradicionais. Baseado no documento *Global Trade and Environmental Impact of the EU Biofuels Mandate*, a União Européia também classifica o etanol de cana como um biocombustível sustentável. Entretanto, assim como nos EUA, não há indicações claras de maior abertura do mercado europeu no curto prazo. Situação similar ocorre no Japão, onde os entendimentos entre empresas brasileiras e japonesas resultaram apenas em acordos de intenção.

Nos últimos anos, verificou-se a diversificação de novos produtores na América Central, África e Ásia e a entrada de grandes empresas de energia, tais como Shell, Petrobrás e BP, no setor. Com mais produtores de etanol no mundo, é

¹⁰ Disponível em: <<http://www.riosvivos.org.br/Noticia/Estrangeiros+disputam+o+setor+de+etanol+do+Brasil/15132>> .

possível que haja um aumento dos volumes comercializados, embora permaneçam percentualmente baixos em relação ao total de combustíveis fósseis produzido mundialmente, devido à produção para consumo doméstico.

Prevê-se um aumento no Brasil, da produção de etanol em 36,5 bilhões de litros nos próximos dez anos, atingindo em 2019 uma produção total de 64 bilhões de litros. A maior parte deste crescimento seria ancorada pelo aumento da demanda interna, que passará de 22,8 para 52,4 bilhões de litros.

A demanda será impulsionada pelo crescimento da frota de veículos, dos atuais 24,8 milhões de unidades para 39,7 milhões em 2019. Haverá ainda um expressivo aumento da proporção de carros flexfuel, que passam de 37% para 78% em 2019. As exportações triplicarão nesse período, passando de 3,3 para 9,9 bilhões de litros (EPE, 2010).

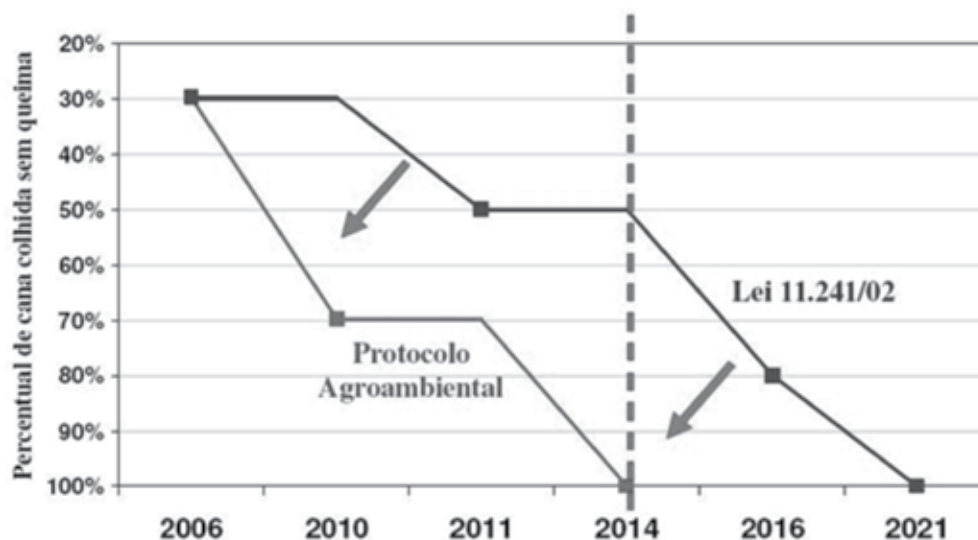
No Brasil a produção de cana tem sofrido um forte processo de mecanização, objetivando o aumento da produtividade do trabalho. Este processo, que vem desde a década de 60, primeiro chegou ao preparo do solo, onde todas as atividades foram mecanizadas. Posteriormente o processo de mecanização chegou ao carregamento e transporte da cana e, a partir dos anos 1980, chegou à colheita e ao plantio. Entretanto, nestas duas importantes fases do processo de produção agrícola da cana o processo de mecanização ainda encontra restrições em algumas regiões.

Na colheita, as máquinas existentes, além de serem de elevado valor, têm sua produtividade diminuída em terras com elevadas declividades e relevo acidentado. Além disto, o corte em áreas com declividade e acidentes reduz a produtividade da máquina e sua vida útil. Um problema adicional é que a cana é uma planta semiperene, com média de 5 safras. Porém, quando cortada mecanicamente, pode haver redução do seu ciclo de vida, obrigando a realização de novo plantio antes de 5 anos, encarecendo o custo de produção.

Segundo a UNICA, em 2007 a mecanização da colheita atingia 30% do total da área plantada (41% em SP); os 70% restantes foram cortados manualmente. No entanto a tendência é de que haja uma rápida evolução para o modo de colheita mecanizada, haja vista a lei 11.241 de 2002, criada para estabelecer prazos específicos para redução de área de cana colhida com utilização de queimadas (Figura 22). Além disso, recentemente foi estabelecido um protocolo agro ambiental entre o Estado de São Paulo e a UNICA, que prevê prazos ainda mais reduzidos para eliminação

da prática da queimada para colheita da cana, conforme o gráfico a seguir. Para áreas não mecanizáveis, os prazos de mecanização são mais dilatados: em 2031 (Lei 11241/02) e 2017 (Protocolo Agro ambiental).

Gráfico 19 - Cronograma para eliminação da queima na colheita da cana em áreas mecanizáveis



Fonte: UNICA (ano)

Para a completa mecanização para solucionar problemas ambientais causados pela queima da cana, é necessário que o setor industrial gere novas variedades de máquinas. O processo de inovação de variedades de máquinas é fortemente alimentado pela demanda de máquinas, e isto já está ocorrendo com este novo ciclo de produção de cana especialmente num cenário em que a pressão para a mecanização da colheita vem aumentando de forma significativa e **consequentemente a demanda por qualificação profissional nas montadoras destes equipamentos.**

O aumento da produção de cana e a pressão exercida por esta sobre a terra tem provocado dois movimentos migratórios. O primeiro relaciona-se ao processo de redução da população ocupada na agricultura familiar, que ocupa terras nas regiões nas quais a cana está se expandindo. O segundo é aquele movimento migratório de trabalhadores demandando os postos de trabalho criados pela cana de forma periódica nas áreas de plantio de cana. Neste caso o trabalhador encontra

uma redução gradativa da oferta de emprego na colheita da cana em função da mecanização da mesma.

Os agricultores familiares que deixam suas terras passarão a buscar outras formas de trabalho que lhes garantam a subsistência. Porém, estes trabalhadores provavelmente já não mais estarão no campo, mas, talvez, morando nas periferias das cidades da região, gerando um potencial problema social.

O segundo se deve ao padrão de produção ainda existente na cana, no qual há grande demanda de mão de obra em duas fases de seu ciclo produtivo: plantio e colheita. Devido a isto, milhares de trabalhadores ainda buscam trabalho nas regiões de expansão da cultura, criando um movimento migratório pendular, que tem como causa as necessidades pontuais de trabalhadores nestes dois picos de crescimento da demanda por força de trabalho.

Ambos os movimentos acabam criando uma forte pressão sobre as cidades próximas as atividades sucroalcooleiras levando a uma maior concentração urbana da população. Este movimento de urbanização acelerado, sem infraestrutura montada para receber estes trabalhadores, gera um agravamento das condições de vida nas cidades no entorno destas atividades. **A qualificação, portanto, destes trabalhadores para outras atividades que podem ser também indiretamente ligadas a cadeia produtiva dos biocombustíveis parece ser uma das saídas para o setor.** No caso da cana, a dualidade entre manutenção do emprego e conservação ambiental parece clara já que a prática de queimadas agrava consideravelmente as condições ambientais locais e a supressão dela acaba por eliminar número significativo de empregos que tradicionalmente geravam renda para o trabalhador.

O novo desafio, portanto, será criar postos de trabalho para a mão de obra retirada da colheita da cana à medida que avança a mecanização desse processo, conforme visto anteriormente. A UNICA estima que existam 190 mil trabalhadores envolvidos com a colheita manual da cana no estado de SP e mais 70 mil trabalhadores ocupando posições na colheita mecânica e na indústria. A previsão é que em 2015 toda a cana seja colhida mecanicamente no estado de SP, a menos nas áreas de relevo mais acidentado, de forma que até lá cerca de 190 mil postos de trabalho deixarão de existir.

Por outro lado, estima-se também que esse impacto será amenizado pela criação de 60 mil novos empregos nos setores de colheita mecânica e industrial da própria indústria canavieira. Portanto até o ano de 2015, haverá um balanço negativo de 130 mil postos de trabalho no setor canavieiro, fato que demandará uma atenção especial do estado para planejar a realocação dessa massa de trabalhadores como mostra a Figura 23.

Gráfico 20 - Impacto na força de trabalho por conta da mecanização na colheita da cana

	2006/07	2010/11	2015/16	2020/21
Produção cana-de-açúcar (milhões t)	299	370	457	544
Área com colheita mecânica (%)	40%	70%	100%	100%
Número de empregados				
Colheita manual (mil trabalhadores)	189,6	107,4	0	0
Colheita mecânica (mil trabalhadores)	15,5	30,8	59,5	70,8
Indústria (mil trabalhadores)	55,3	62,6	68,3	75,3
Total (mil pessoas)	260,4	200,8	127,8	146,1

Fonte: UNICA (ano)

Em um cenário de ampliação da área plantada, além da capacitação dos trabalhadores que deixarão de ter a atividade de colheita manual como gerador de renda, o próprio setor demandará muito em qualificação. Pelo menos 20 mil empregos estão sendo gerados na colheita mecanizada e na indústria de etanol em quatro anos. Isto representa um esforço colossal para as instituições que apoiam o setor no campo de capacitação e qualificação profissional. A demanda das atividades, segundo a entidade de classe que representa o setor, chega a 5 mil pessoas por ano, número muito além da capacidade de instituições de ensino profissional e universitário.

7.8.2 Biodiesel

O biodiesel, derivado de óleos vegetais ou gorduras animais, pode substituir total ou parcialmente o óleo diesel fóssil em motores ciclo diesel automotivos (caminhões, tratores, camionetas, automóveis etc.) ou estacionários (geradores de eletricidade, calor etc.). A mistura de uma porcentagem de biodiesel ao diesel mineral é chamada de "BX", no qual "X" representa o teor do biocombustível, sendo o B5 correspondente a uma mistura de 5% de biodiesel ao diesel fóssil e assim sucessivamente, até o biodiesel puro, denominado B100.

É importante ressaltar que o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), divulgado em 23/12/2004, deu origem à Lei nº 11.097/2005, que estabelecia a porcentagem de mistura mandatória de 5% (B5) somente para o ano de 2013. Com uma política do governo de antecipar as metas foi possível alcançar o B5 já em 2010, houve um aumento do uso do biodiesel no país, inclusive sinalizando a capacidade de resposta da indústria, o que poderá ser parâmetro para futuros aumentos da mistura, dependendo da disponibilidade de matéria prima (EPE, 2010). Usos superiores ao B5 são permitidos sem a realização prévia de testes, sempre que forem autorizados pela ANP. Não obstante, até o B20, o fabricante da frota deverá manter a garantia dos motores, segundo a nova determinação da ANP lançada em novembro de 2010.

Atualmente existem 62 plantas produtoras de biodiesel autorizadas pela ANP para operação no País, correspondendo a uma capacidade total autorizada de 14.604,64 m³/dia (ANP, 2010). A indústria brasileira de biodiesel produziu, no ano de 2010, cerca de 2,4 milhões de m³, ou 47% da capacidade instalada, indicando uma subutilização da estrutura produtiva que poderia atender até o B10. Mesmo assim, o Brasil é o segundo maior parque industrial do mundo e o terceiro maior produtor mundial de biodiesel, ficando atrás apenas dos Estados Unidos e da Europa. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia, divulgado em abril de 2010 pela EPE, para o atual índice de 5% de mistura de biodiesel, a capacidade de produção atual da indústria de biodiesel será capaz de garantir o suprimento até o ano de 2019 (UBRABIO/FGV, 2010).

O setor de produção de biodiesel continua em expansão, permitindo a consideração de metas mais ambiciosas. Segundo o PDE 2019, os biocombustíveis

consumirão R\$ 66 bilhões em investimentos entre 2010 e 2019. A produção de etanol responderá por R\$ 58 bilhões, a infraestrutura de dutos ficará com R\$ 7 bilhões e a produção de biodiesel consumirá R\$ 500 milhões¹¹.

O biodiesel pode ser produzido a partir de diversas matérias-primas, tais como óleos vegetais, gorduras animais e óleos e gorduras residuais. A matéria-prima utilizada afeta os requerimentos de processo, os rendimentos e a qualidade do biodiesel produzido. Sua produção corresponde a 72% de todo o valor da cadeia gerada por este combustível (UBRABIO/FGV, 2010).

O projeto do governo previra que 50% do total produzido no país seria a partir de mamona proveniente de produção familiar (Holanda, 2004). Ou seja, um dos principais objetivos do PNPB era promover a inclusão social das comunidades rurais, através da geração de emprego e renda.

A tendência à monocultura agrícola seria impedida pelas características climáticas do Brasil, que permitem uma diversidade vasta de culturas de oleaginosas. A soja, amendoim, girassol, mamona, pinhão-manso e canola, e culturas permanentes de palmáceas, como o dendê e o babaçu são alguns exemplos dessa variedade. A Tabela 24 mostra a idéia do governo de estimular o cultivo familiar da mamona no Nordeste e do dendê no Norte dada a alta ocupação de terra.

Tabela 24 - Potencial de geração de empregos de diferentes oleaginosas

Oleaginosa	Produtividade (ton de óleo por hectare/ano)	Hectares para produzir 1000t de óleo/ano	Ocupação de Terra (hectares/família)
Mamona (lavoura familiar)	0,47	2.128	2
Soja (lavoura mecanizada)	0,21	4.762	20
Amendoim (lavoura mecanizada)	0,45	2.222	16
Babaçu (extrativismo)	0,12	8.333	5
Dendê	5	200	5

Fonte: Parente (2003)

De acordo com uma estimativa elaborada pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Ministério da Integração Regional e Ministério das Cidades, **a cada 1% de**

¹¹ Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/setor-energia-r951-bi-investimentos-2019-040510.htm>>.

substituição do óleo diesel pelo biodiesel de mamona, seriam gerados 45 mil empregos no campo, com renda média anual de R\$ 4.900,00 por emprego, e 135 mil na cidade. Isso representaria um incremento de R\$ 220,5 milhões na renda agrária (HOLANDA, 2004- apud LUCENA, 2009).

Lucena e Young (2008) simularam os efeitos do PNPB, no que diz respeito a geração de renda e empregos, baseado no modelo de matriz insumo-produto. Este, segundo os autores, é “um modelo de produção que permite obter o valor da produção necessário para atender uma demanda final dada. Pode ser definido como método entrada-saída, que permite estudar o fluxo de bens e serviços entre os vários setores da economia, assumindo que a relação consumo intermediário/valor da produção se mantém constante no processo de produção.”

Na simulação mais otimista de Lucena e Young¹², considerando 90% de soja, indica-se a geração total de 123.000 empregos, 45.000 deles na agropecuária, 41.000 no comércio e um modesto número de empregos na indústria contra os 180mil estimados pelo governo. Em termos de renda a simulação chegou a R\$ 389 milhões de impacto salarial, valor bem aquém das previsões governamentais que propunham 220,5 milhões. Cabe assinalar que as simulações foram realizadas antes do aumento (para 3% - B3) do percentual de mistura de biodiesel, que entrou em vigor em julho de 2008, com aumento subsequente para 4% em janeiro de 2009 e a antecipação de B5 para 2010.

Até agosto de 2010, entretanto, a soja dominou o PNPB com uma participação de 79% em média ao longo dos 5 anos de vida, seguido pelo sebo bovino com 17% e o óleo de algodão com 2.6% (ANP, 2010). As matérias-primas consideradas mais promissoras, por enquanto, no Brasil, são: (i) a soja, por conta do complexo agro-industrial sofisticado e de porte já existente no País, sobretudo para as regiões sudeste, centro-oeste e sul; e (ii) o dendê, pela sua elevada produtividade, em l/ha, grande disponibilidade na região norte e o novo Programa Nacional de Óleo de Palma¹³. Por meio de programas governamentais para a inserção da agricultura familiar, outras oleaginosas deverão aumentar sua contribuição à produção de biodiesel no Brasil. Diversas oleaginosas possuem potencial; porém sua utilização

¹² Modelo fechado com coeficientes de 2003, que engloba não só os efeitos diretos e indiretos na economia, mas também o efeito-renda devido a endogeneização do consumo das famílias

¹³ A estimativa é de um investimento de R\$ 1,1 bilhão em cinco anos. Hoje o Pará tem 80 mil hectares de área plantada e até 2014 a intenção é atingir 130 mil hectares. São nove plantas industriais e o objetivo é ampliar para 12 em cinco anos, com 4.700 empregos diretos hoje e meta de 15 mil em quatro anos. São 900 parceiros na agricultura familiar e 300 médios e grandes produtores, com meta de se chegar a 13 mil e 14.500, respectivamente, até 2014. <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/governo-lanca-programa-dende-050510.htm>

depende ainda de pesquisas que definam o melhor pacote tecnológico de produção agrícola e processamento industrial.

A participação do óleo de soja como matéria prima para indústria do biodiesel deverá sair dos atuais 70% para 80% em 2020, o que significaria um volume adicional de óleo de soja de aproximadamente 8 milhões de toneladas em relação ao volume projetado em 2010. Vale ressaltar que a diminuição da participação do óleo de soja na indústria do biodiesel está sendo projetada sobre uma base crescente, ou seja, o volume de outras oleaginosas crescerá em aproximadamente 3,9 milhões de toneladas, o que significaria um aumento de cerca de dez vezes a atual produção de outros óleos vegetais, sem considerar a soja (UBRABIO; FGV, 2010).

O Brasil é hoje importante produtor mundial de proteína animal: é o principal exportador mundial de frango e carne bovina e sua importância cresce no mercado de carnes suínas. Segundo dados da Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação (FAO), a produção de carne de aves deverá crescer cerca de 40% até 2020. O consumo será impulsionado principalmente por países em desenvolvimento, que deverão ter crescimento expressivo nos próximos anos. O crescimento do mercado de proteínas no mundo deverá alavancar o consumo de farelo de soja, que é destinado principalmente à fabricação de ração para aves e suínos. Há também a possibilidade de consumo de proteína de soja por parte do rebanho bovino confinado. Segundo a UBRABIO/FGV (2010), o adicional de farelo de soja produzido juntamente com o B20 em 2020 poderá alimentar mais de 20% do rebanho bovino brasileiro, se este for confinado. Além de absorver os adicionais de farelo, o gado confinado pode resultar em uma carne de qualidade superior, podendo até alavancar os preços de carnes exportadas pelo Brasil. A produção de sebo Bovino para o biodiesel que hoje representa, mas de 10% da matéria-prima para as usinas de biodiesel também aumentaria.

Na previsão de demanda crescente de soja, empresas nacionais e multinacionais enxergam no biodiesel uma possibilidade de escoar o óleo de soja que, de outra forma, poderia ficar represado devido à Lei Kandir. Este poderia ser o caso de grandes empresas multinacionais como Cargill, ADM e Noble Group que anunciaram investimentos na construção de usinas de biodiesel em várias regiões brasileiras, e outras, como a Brasil Ecodiesel e a Maeda Agroindustrial, que anunciaram novas *joint ventures*¹⁴.

¹⁴ <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/multinacionais-investem-usinas-biodiesel-brasil-041110.htm>

Os empregos gerados pela cadeia de valor da indústria do biodiesel são bastante elevados no setor agrícola, tanto nas culturas com alto índice de mecanização como a cadeia da soja, como em culturas mais intensivas em mão de obra, mais bem trabalhadas pela agricultura familiar, caso da mamona e do dendê. A contribuição da indústria do biodiesel é relevante também em relação ao desenvolvimento tecnológico, pois representa importante vetor de difusão de conhecimento tanto na área agrícola, em que a busca pela matéria-prima competitiva incentiva o constante investimento em novas variedades e técnicas de produção. Na área industrial, o treinamento de pessoal para o aperfeiçoamento técnico tem sido constante e importante para manter a competitividade das empresas no setor, haja vista a característica de média-alta concorrência do mercado (UBRABIO; FGV, 2010).

A indústria de biodiesel no Brasil tem também se caracterizado pela participação de agentes públicos e privados, tais como entidades públicas, usinas, agricultores, distribuidoras, montadoras, consumidores entre outros, os chamados *stakeholders*, que apresentam papel relevante para o desenvolvimento desse setor. Pode-se destacar a participação da Embrapa, que vem realizando importante trabalho nas pesquisas de novas matérias-primas com alto rendimento de óleo, além do desenvolvimento das atuais oleaginosas, como a palma, em parceria com universidades.

Entre os anos de 2005 e 2010 foram investidos cerca de R\$4 bilhões na indústria do biodiesel e criado 1,3 milhão de empregos. A UBRABIO/FGV (2010) estima que, para cada emprego direto no campo, sejam gerados 12 empregos na cadeia de produção agroindustrial. Nesse caso, somente a produção de biodiesel oriundo da produção de soja seria responsável por cerca de 1,3 milhão de empregos, considerando-se toda a cadeia envolvida. O cultivo da soja no sistema familiar emprega um trabalhador a cada 10 ha, e, para o sistema empresarial, um trabalhador a cada 100 ha. Considerando essa proporção, com a produção de biodiesel no Brasil, quando contabilizada apenas a produção procedente da soja (1,6 milhão de m³), são gerados cerca de 100 mil empregos no campo. Na trajetória de adoção de 20% de mistura até 2020, seriam criados 532 mil empregos diretos e 6 milhões de ocupações indiretas.

Hoje, o biodiesel é substituto renovável do diesel mais barato que existe. Porém, esta situação pode não se sustentar por muito tempo, pois novas alternativas estão sendo preparadas. Entre elas, as algas, os biocombustíveis de segunda e

terceira geração e dentre outras possibilidades, o diesel renovável de cana parece ser a mais promissora no curto prazo, contando com enormes áreas para o seu desenvolvimento no Brasil.

O diesel de cana-de-açúcar, praticamente isento de enxofre, começou a ser desenvolvido em 2008 pela empresa americana Amyris, cuja subsidiária brasileira abriu um laboratório em Campinas (SP). Em 2010, anunciou investimentos no valor de US\$ 133 milhões e uma série de parcerias estratégicas (entre elas com a Procter & Gamble, Total, Soliance, Cosan e M&G Finanziaria) para viabilizar a produção e comercialização em larga escala de produtos químicos e combustíveis renováveis de segunda geração. A companhia já possuiu uma usina-piloto em Campinas (SP) e tem um acordo com o grupo São Martinho, um dos maiores produtores de álcool e açúcar do país, para a construção de uma usina comercial em Pradópolis (SP). Um programa com os ônibus paulistanos pretende comprovar o desempenho do combustível em testes realizados previamente pela Mercedes-Benz do Brasil, maior fabricante de caminhões e ônibus da América Latina. Segundo a companhia, o diesel de cana poderá começar a ser comercializado a partir de 2011 com preço final próximo ao do diesel (BiodieselBr nº17, 2010)¹⁵.

Além da entrada de outros combustíveis concorrentes, a ANP, responsável pela regulação do mercado de biocombustíveis, vai deixar de realizar leilões de venda de biodiesel, quando for aprovado pelo Congresso o projeto em tramitação do novo marco regulatório dos combustíveis renováveis. O fim dos leilões, que limitavam 80% da venda de biodiesel a empresas com o Selo Social (ou seja, que comprassem parte de sua matéria-prima da agricultura familiar) abre o mercado e aumenta a concorrência pelos preços, o que poderia ser positivo, segundo Allan Kardec, diretor da ANP.

7.9 H-Bio

O processo H-BIO foi desenvolvido e patenteado pela Petrobras para inserir matéria-prima renovável no processo de refino de petróleo e permitir a utilização das instalações já existentes na produção do diesel fóssil. O óleo vegetal ou animal é misturado com frações de diesel de petróleo para ser hidroconvertido em Unidades

¹⁵ Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/multinacionais-investem-usinas-biodiesel-brasil-041110.htm>>.

de Hidrotratamento (HDT), que são empregadas nas refinarias, principalmente para a redução do teor de enxofre e melhoria da qualidade do óleo diesel, ajustando as características do combustível às especificações da ANP. Em 2007, a alta do preço do óleo de soja levou a Petrobras a suspender a produção do H-BIO.

7.10 Segunda geração de biocombustíveis

Os biocombustíveis de segunda geração ainda não estão sendo comercialmente produzidos, mas um número considerável de plantas piloto ou de demonstração está sendo anunciado ou implantado nos últimos anos. As atividades de pesquisa estão situadas principalmente nos EUA, na Europa e em alguns países emergentes, como o Brasil, a China, a Índia e a Tailândia (IEA, 2010). Empresas européias, como a Novozymes, também estão investindo fora de sua região, implantando usinas piloto de segunda geração no Brasil e na China. A Novozymes conseguiu um custo de referências para as enzimas de \$1 por galão em março de 2009 e pretende alcançar os 50 centavos por galão em 2010. Os EUA têm hoje 12 unidades de demonstração piloto e de pequena escala com 15 milhões de litros por ano de capacidade de produção, e concedeu \$564 milhões para outros 19 projetos. O Canadá tem 3 produtores com quase 19 milhões de litros por ano de capacidade combinada (REN21, 2010). A Tabela 25 apresenta a produção potencial de biocombustíveis de segunda geração e número de usinas existentes no mundo.

As projeções da IEA estimam um crescimento rápido da demanda de biocombustíveis, particularmente os de segunda geração. Considerando um cenário onde a concentração de CO₂ na atmosfera fosse estabilizada em 450 ppm, o *World Energy Outlook 2009* (IEA, 2009a) prevê que, em 2050, os biocombustíveis forneçam 26% (29 EJ) dos combustíveis para transporte, sendo aproximadamente 90% de segunda geração (IEA, 2010).

Tabela 25 - Produção potencial de biocombustíveis de segunda geração e número de usinas

Biofuel option	Production				Number of plants			
	actual material flow		unused residues		actual material flow		unused residues	
	Mlge/yr*	PJ/yr	Mlge/yr*	PJ/yr	small scale**	large scale**	small scale**	large scale**
Based on primary residues								
Bio-SNG	61.230	2.051,2	7.776	260,5	3.301	447	419	57
BTL	43.134	1.445,0	5.478	183,5	397	103	50	13
Bioethanol	42.528	1.424,7	5.401	180,9	3.190	259	405	33
Based on secondary residues								
Bio-SNG	11.429	382,9	1.953	65,4	616	83	105	14
BTL	8.051	269,7	1.376	46,1	74	19	13	3
Bioethanol	7.938	265,9	1.357	45,5	595	48	102	8
Remark: Biofuel options are calculated using 100% of actual material flow and 100% of unused residues for each option.								
* Assumed conversion factors - BTL: 217 lge/t _{DM} ; bio-SNG: 307 lge/t _{DM}								
**Based on typical plant sizes - Bio-SNG: 23-170 MW _{biofuel} ; BBTL: 130-500 MW _{biofuel} ; bioethanol: 15-185 MW _{biofuel} (DBFZ, 2008)								

Fonte: IEA, 2010.

O diesel BTL (*Biomass-To-Liquids*) e o etanol lignocelulósico são as opções mais discutidas de biocombustíveis de segunda geração, segundo o IEA (2010). Ambos combustíveis podem ser misturados com o diesel e a gasolina convencionais ou usados em forma pura. Outra opção promissora é o bio-SNG (*bio-Synthetic Natural Gas*), um gás sintético similar ao gás natural. O gás pode ser produzido a partir de uma alta variedade de biomassa e pode ser comprimido ou liquefeito para uso no transporte em veículos modificados. Os rendimentos em termos de equivalente de combustível são superiores nesta rota de conversão do que a de etanol lignocelulósico ou diesel BTL. Os benefícios da tecnologia de segunda geração se tornarão óbvios quando, em futuro próximo, a disponibilidade de terras cultiváveis vier a limitar severamente a produção.

Já foi inaugurada em Cingapura a maior usina de diesel renovável do mundo, com capacidade para produzir 800 mil toneladas por ano de NExBTL. De propriedade da petrolífera finlandesa Neste Oil, a usina custou cerca de 550 milhões de euros e emprega aproximadamente 120 funcionários. A empresa prevê um aumento da produção em etapas.

No Brasil, a Petrobras, por meio da Petrobras America, assinou um contrato de desenvolvimento conjunto com a KL Energy Corporation para a otimização da tecnologia da KLE de processamento de etanol celulósico para a utilização de bagaço de cana-de-açúcar como matéria-prima. Em paralelo, desenvolverão um projeto de usina de etanol celulósico em escala industrial que deverá ser totalmente integrado a uma usina de cana-de-açúcar pertencente ao Grupo Petrobras, no Brasil. A usina está programada para entrar em funcionamento em 2013. Outra parceria, entre a Petrobras¹⁶ e a empresa holandesa BIOeCON, busca converter biomassa lignocelulósica em produtos como “plásticos verdes” e biocombustíveis de segunda geração. O processo Bi-Chem (Biomass Chemical Conversion – conversão química de biomassa) poderá ser utilizado na produção de componentes de alta qualidade para diesel, com densidade energética superior à do etanol, afirmam os técnicos da Petrobras. Segundo Miguel Rossetto, presidente da Petrobras Biocombustível, “a Petrobras vê o etanol celulósico como uma tecnologia promissora para aumentar a produção de etanol em cerca de 40% sem aumentar a área plantada¹⁷”.

Também foi anunciado o lançamento de um novo tipo de biocombustível feito a partir de cana-de-açúcar: o biobutanol. Segundo a companhia britânica Butamax, uma associação entre a British Petroleum (BP) e a americana DuPont, o biobutanol deve começar a ser produzido pelas usinas brasileiras a partir de 2013 ou 2014. A patente do produto, que vai disputar mercado com o etanol, está sendo desenvolvida globalmente há sete anos pela companhia¹⁸.

7.11 Indústria oleoquímica:

A produção de biodiesel faz parte de uma indústria “oleoquímica” que compreende processos de transformação de óleos vegetais e gorduras animais em produtos de alto valor agregado. Inclui também os novos processos que estão sendo objeto de projetos de P,D&I, em consequência da utilização de matérias-primas oleaginosas como fontes de biodiesel. A Figura 24 e a Tabela 26 permitem visualizar o estado da arte das várias tecnologias.

¹⁶ Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/noticias/bio/petrobras-investe-processo-transforma-biomassa-diesel-120710.htm>>

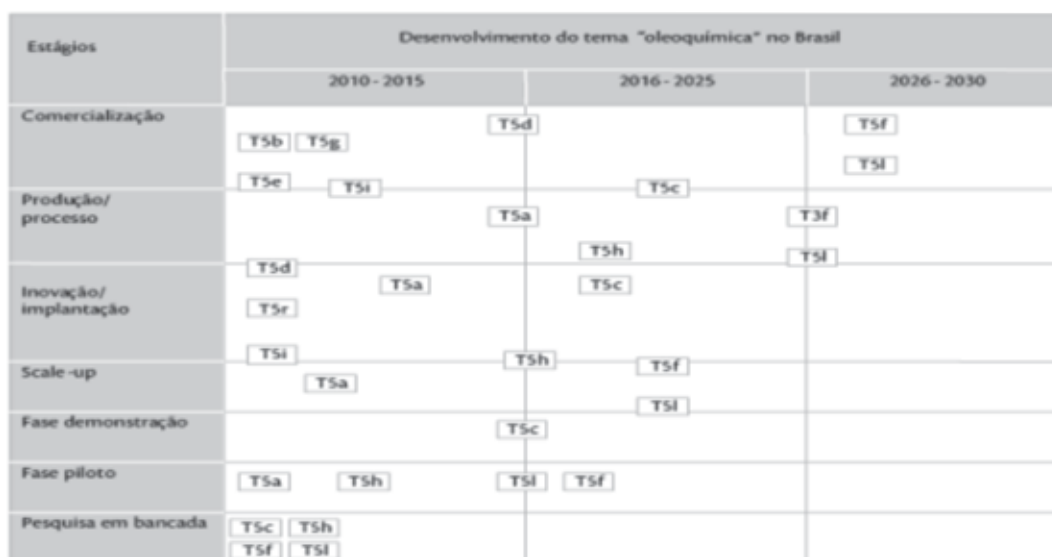
¹⁷ Disponível em: <<http://diariodopresal.wordpress.com/2010/08/24/biocombustiveis-de-2%C2%AA-geracao-petrobras-assina-contrato-com-kl-energy-para-desenvolvimento-de-tecnologia-de-producao-de-etanol-celulosico/>>

¹⁸ Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/concorrente-etanol-produzido-brasil-2013-041110.htm>>

Os produtos das oleaginosas, normalmente os óleos vegetais e as tortas (proteínas e amido) constituem as bases para o estabelecimento de uma indústria química de produtos renováveis. A produção dessas matérias primas para fins energéticos e para fins alimentícios devem possivelmente coexistir no futuro permitindo ampliação de escala e redução dos custos de processo. Segundo trabalho do CGEE deve se intensificar a busca de fontes alternativas e desenvolvimento de tecnologias que possam aumentar a produtividade com diminuição de insumos e sem aumento de área. A figura 4, a seguir, mostra os vários estágios de desenvolvimento na área.

Vale destacar que o Brasil é o segundo produtor mundial da principal matéria-prima oleaginosa, não só alimentícia como bioenergética. Não se pode esperar, entretanto, um crescimento indefinido, pois a oferta de farelo tem que acompanhar a demanda de biodiesel. Quanto ao óleo de palma, a produção brasileira não tem avançado convenientemente e talvez seja a matéria-prima mais promissora, sob diversos aspectos, para o aproveitamento em biodiesel, mesmo que em misturas.

Figura 4 - Mapa tecnológico da indústria "oleoquímica" no Brasil – 2010-2030.



Fonte: CGEE, 2010. Notação: T5a – glicerina; T5b – matérias-primas oleaginosas convencionais; T5c - matérias-primas oleaginosas não convencionais; T5d - matérias-primas oleaginosas especiais; T5e – gorduras animais; T5f – algas; T5g – extração e processamento de oleaginosas; T5h- aproveitamento de coprodutos; T5i – produção agrícola de oleaginosas; T5j – caracterização de derivados oleoquímicos; T5k – caracterização de matérias-primas oleaginosas; T5l – processos de biotecnologia em oleoquímica.

A Tabela 26 apresenta alguns condicionantes para o futuro desenvolvimento desta indústria no país. Para cada período, destacam-se um conjunto de

condicionantes por ordem de importância, em função do potencial da geração de novos conhecimentos e inovações e da identificação das barreiras possíveis nos próximos anos.

**Tabela 26 - Condicionantes futuros do desenvolvimento
d a indústria óleo química no Brasil**

2010 – 2015	2016 – 2025	2026 – 2030
Utilização de matérias primas tradicionais: soja, girassol, canola, palma	Desenvolvimento agrônômico de matérias-primas alternativas, conhecidas: pinhão manso, macaúba, mamona;	Desenvolvimento de matérias primas alternativas: algas;
Aquecimento global e seus impactos;	Convergência Tecnológica Biotecnologia – Química Fina – Tecnologias de Produto	Recursos humanos em nível técnico e graduado e pós-graduado;
Legislação ambiental mais restritiva;	Parcerias público-privadas;	Impactos da Química Verde e da Biotecnologia (estado-da-arte mundial);
Parcerias público-privadas;	Exigência de escala de produção;	Uso de energias limpas;
Formação de arranjos cooperativos de pesquisa, como redes, clusters e sistemas locais de inovação;	Produção mais limpa;	Certificação e regulamentação técnica e metrologia vinculadas às novas tecnologias limpas.
Impactos da química verde e da biotecnologia (estado-da-arte mundial)	Bioética (legislação, risk assessment institucionalizado, valores e crenças em relação ao uso das tecnologias limpas).	
Estabelecimento de mecanismos de cooperação internacional nas áreas de P&D e industrial.		

Fonte: CGEE, 2010

7.12 Biorrefinarias

Apesar da utilização da biomassa para vários fins ser uma prática antiga, o conceito de processar as biomassas por meio de processos de elevada complexidade técnica para a geração de produtos com valor agregado, bem como energia, é mais recente. De fato, o objetivo essencial da biorrefinaria é produzir produtos de elevado valor agregado a partir de fontes de matérias-primas baratas. Isto remete as biomassas residuais, de natureza agrícola e agroindustrial, como as principais candidatas a atender este modelo de produção. Porém, a biorrefinaria não se limita a esta fonte de matéria-prima, podendo utilizar biomassas como as oleaginosas,

amiláceas e sacaríneas. Define-se a biorrefinaria como uma estrutura baseada em três diferentes fontes, a saber: em carboidratos (sugar biorefinery); em biomassas de natureza lignocelulósica (*lignocellulosic biorefinery*); e em lipídios (*lipids biorefinery*) (CGEE, 2010).

Apesar de ser um conceito relativamente novo, a estruturação sob a forma de biorrefinaria, no sentido do aproveitamento majoritário das biomassas residuais, já é praticada em alguns setores da indústria. No Brasil, são exemplos o parque industrial sucroalcooleiro e a indústria de papel e celulose. No entanto, apesar do máximo aproveitamento das biomassas, a indústria, de um modo geral, agrega pouco valor ao uso das frações que a compõem. Isto se deve, em parte, a falta de conhecimento, oportunidades e comportamento empreendedor.

O conceito de biorrefinaria ligado somente a biomassa e resíduos da mesma foi desenvolvido por grupos internacionais de pesquisa que buscavam tecnologia para a produção de etanol de segunda geração, ou seja, aquele produzido a partir de resíduos de composição lignocelulósica. O aprimoramento do conceito foi traduzido na construção de dezenas de unidades demonstrativas, algumas já em operação, para a produção de biocombustível, em particular nos EUA (CGEE, 2010). O programa de pesquisa da União Européia em biorrefinarias, focadas nos biocombustíveis de segunda geração, reflete a mudança encaminhada pela UE em direção aos combustíveis de segunda geração e aos sistemas integrados que combinem eletricidade, combustíveis e commodities (REN21, 2010). A chamada opção pela bioenergia.

Observa-se, inicialmente, que a tecnologia no Brasil encontra-se defasada em relação ao desenvolvido no mundo. Isso se deve fundamentalmente à falta de ações prioritárias e de investimentos nesta temática no país, particularmente na década de 90, quando os centros de pesquisa estrangeiros dedicavam-se à pesquisa para a produção de etanol de segunda geração, inserida no contexto de biorrefinaria. No Brasil, a grande maioria das etapas que compõem a plataforma bioquímica da biorrefinaria (Figura 5) encontra-se em fase embrionária (bancada), havendo um único caso em que se desenvolveu a tecnologia de forma mais integrada e que resultou na construção de uma unidade piloto: a planta localizada no Centro de Pesquisas da Petrobras no Rio de Janeiro (CGEE, 2010). Os condicionantes para o desenvolvimento futuro das biorrefinarias no Brasil se encontram na Tabela 27.

Figura 5 - Desenvolvimento das “biorrefinarias: rota bioquímica” de 2010 a 2030 – Cenário otimista

Estágios	Desenvolvimento do tema “biorrefinarias : rota bioquímica” no Brasil		
	2010 - 2015	2016 - 2025	2026 - 2030
Comercialização	T1e		T1d, T1a, T1b, T1c
Produção/ processo	T1e		T1b, T1c, T1d, T1a
Inovação/ implantação		T1a, T1d, T1b, T1c	
Scale-up		T1d, T1c, T1b, T1a	
Fase demonstração		T1d, T1a, T1b, T1c	
Fase piloto	T1d, T1a, T1b, T1c		
Pesquisa em bancada	T1d, T1b, T1a, T1c		

Fonte: CGEE, 2010. Notação: T1a – Pré-tratamento da biomassa; T1b – Produção de celulases; T1c – Biologia molecular; T1d – Produção de biocombustíveis de segunda geração e de outras moléculas; T1e – Integração energética de processo.

Tabela 27 - Condicionadores do Desenvolvimento Futuro das biorefinarias com rota bioquímica no Brasil

2010 – 2015	2016 – 2025	2026 – 2030
Recursos humanos em nível técnico, graduado e pós-graduado;	Recursos humanos em nível técnico, graduado e pós-graduado;	Recursos humanos em nível técnico e graduado e pós-graduado;
Parcerias público-privadas;	Legislação ambiental mais restritiva;	Maior equilíbrio das desigualdades regionais;
Formação de arranjos cooperativos de pesquisa, como redes, clusters e sistemas locais de inovação;	Convergência Tecnológica Biotecnologia – Química Fina – Tecnologias de Produto;	Impactos da Química Verde e da Biotecnologia (estado-da-arte mundial);
Insumos básicos para P,D&I;	Parcerias público-privadas;	A agricultura dirigida ao mercado internacional com solicitação de tecnologias que maximizem o rendimento;
Ênfase na adoção de mecanismos da propriedade intelectual;	Exigência de escala de produção;	Diminuição das barreiras técnicas;
Aquecimento global e seus impactos;	Produção mais limpa;	Uso de energias limpas;
Difusão científica sobre sistemas e processos biológicos;	Biossegurança (legislação, risk assessment institucionalizado);	Consumidores mais conscientes do ecologicamente correto.
Educação em todos os níveis.	Percepção da sociedade quanto ao valor das tecnologias limpas	

Fonte: CGEE, 2010.

Para a Petrobrás Biocombustível (PBio), o conceito de biorrefinaria significa o aproveitamento integral das matérias-primas utilizadas nas unidades de produção de biocombustíveis. “Na biorrefinaria, o que não é matéria-prima é produto, que deve ter valor e demanda no mercado nacional ou internacional”, ressaltou João Norberto Noschang, gerente de Tecnologia da PBio. O objetivo de estabelecer biorrefinarias levou a PBio a realizar pesquisas para o aproveitamento racional da glicerina e da vinhaça, subproduto da produção do biodiesel e da destilação do etanol, respectivamente, para a produção de biohidrogênio. Por outro lado, o aproveitamento dos fluxos de gás carbônico, que são produzidos em diversos processos das refinarias de petróleo, contará a partir de 2011, no Rio Grande do Norte, com uma instalação semi-industrial para a produção de biohidrogênio a partir de microalgas. Neste caso, a tecnologia permite também reduzir as emissões do principal gás de efeito estufa.

7.13 Algas

Segundo a análise feita no ALGAE 2020 (EMO, 2010), o mercado mundial de biomassa de alga está prestes a explodir nos próximos dez anos. As algas estão atraindo investimentos e interesse a partir dos biocombustíveis, do petróleo e do agronegócio, dado que são uma fonte de alto rendimento para o biodiesel, etanol e bioquerosene, sem comprometer o abastecimento de alimentos, as florestas tropicais e as terras agrícolas. A indústria dos EUA anunciou, em novembro de 2009, que conseguiu produzir combustíveis baseados em algas por US\$2 por galão e que pretende alcançar US\$1 por galão em 2013 (REN21, 2010).

7.14 Macroalgas

As microalgas são organismos usualmente microscópicos, procarióticos ou eucarióticos, uni ou pluricelulares e fotolitotróficos. Dentre os organismos fotossintéticos, as microalgas são as mais eficientes na absorção de CO₂ e seu crescimento está diretamente relacionado à redução dos GEE, visto que requerem grandes quantidades de CO₂ como nutriente. Os ácidos graxos e lipídeos estão presentes na composição das membranas celulares bem como produtos de armazenamento, metabólitos e fontes de energia.

Os óleos encontrados nas microalgas possuem características físico-químicas e químicas similares às dos óleos vegetais, e por isto elas podem ser consideradas como matéria-prima potencial para a produção de biocombustível. A produção em larga escala de biomassa por microalgas é uma das apostas para o suprimento de óleo para uso como biodiesel ou outros combustíveis renováveis, devido ao elevado teor de ácidos graxos e lipídeos produzidos por algumas espécies de microalgas, quando comparadas às culturas oleaginosas convencionais como palma, pinhão manso, soja e girassol. O cultivo de microalgas apresenta uma série de características marcantes como o crescimento rápido, rendimento em óleo muito superior e área para o cultivo significativamente inferior à das culturas oleaginosas tradicionais, custos relativamente baixos para a colheita e transporte, menor gasto de água, maior eficiência fotossintética e fixação de CO₂ por área. O biodiesel produzido é atóxico, isento de enxofre e biodegradável. Assim, a produção de biocombustível derivada do cultivo de microalgas poderá desempenhar um papel significativo na demanda crescente de combustível no mundo.

O cultivo de microalgas apresenta uma série de outras vantagens econômicas tais como: custos relativamente baixos para a colheita e transporte, menor gasto de água, não necessita de áreas de solo fértil já que o mesmo é utilizado apenas como suporte para o sistema de cultivo, maior eficiência fotossintética e fixação de CO₂ por área, além de poder serem cultivadas em meio salino simples. No cultivo das microalgas pode ser usado também o CO₂ resultante de processos industriais, permitindo tornar este poluente em matéria-prima. Além deste aspecto, a biomassa algal também pode ser utilizada para inúmeros fins, tais como: ração animal, extração de pigmentos, suplemento alimentar. A Tabela 28 mostra a comparação entre várias oleaginosas.

Tabela 28 - Comparação entre eficiências de colheitas: o exemplo do biodiesel

Planta	Biodiesel l/he/ano	Área requerida para equiparar atual demanda global de óleo (Milhões de he)	Área requerida como uma percentagem da grandeza terra global
Soja	446	10932	72,9
Colza	1190	4097	27,3
Mostarda	1300	3750	25
Pinhão Manso	1892	2577	17,2
Óleo de Palma	5250	819	5,5
Alga Baixa 1%	45000	108	0,7

Fonte: D'Avignon, A e All(apud Dismuke,2008)

Atualmente as pesquisas em biotecnologia utilizando microalgas vêm ganhando especial atenção. Dentre os vários gêneros de microalga relatados na literatura, o *Botryococcus* tem sido apontado como um dos mais eficientes produtores de óleo. *Botryococcus braunii* é uma microalga verde colonial, encontrada em lagos e reservatórios de água doce e salobra em todo o mundo. Esta espécie tem despertado um grande interesse científico e comercial devido à sua capacidade de acumular quantidades elevadas de lipídeos, os quais podem ser convertidos em biodiesel, jet-combustível, gasolina e outros importantes produtos químicos.

Apesar de ainda não ser uma tecnologia madura, certamente a microalga parece ser uma opção estratégica, pois a evolução neste tema se realiza em vários campos de pesquisa e desenvolvimento como alimento, fármacos e biocombustíveis. Além disso, o Brasil é um dos poucos países que reúne condição de insolação, área disponível e recursos hídricos tão favoráveis para o desenvolvimento rápido desta fonte complementar de energia. O processo de produção do biocombustível se faz também de forma integrada, pois todo o resíduo de biomassa proveniente da extração do óleo pode ser aproveitado para produção de energia elétrica em termelétricas.

Ainda há um grande potencial a desenvolver como isolar e desenvolver espécies com alto potencial para produzir ácidos graxos, com alta produtividade e resistência, cultiváveis em solos degradados e sem competição por alimentos. Este último fator, especialmente no Brasil, pode gerar emprego e renda em regiões semiáridas ou degradadas.

O diferencial da aquicultura de microalgas em larga escala no Brasil está em localização geográfica (próxima ao Equador), que possibilita a irradiação solar em níveis excelentes, na mesma região dos aquíferos salinos, cuja outorga não conflita com outros usos. Os recursos naturais e humanos, a experiência dos pesquisadores, o estado da arte das pesquisas com microalgas, incluindo algumas estirpes já sequenciadas ou em processo de finalização e a diversidade das espécies endógenas com potencial para produção de altos teores de lipídios são outros elementos importantes. A estes, pode-se ainda associar a capacidade de desenvolver sistemas de cultivo tecnologicamente avançados, com alto desempenho e baixo custo e a existência de uma infraestrutura logística.

A colheita da biomassa das microalgas não segue regime de safras, pode ser realizada diariamente, pois têm um tempo de geração de poucas horas, o que permite cultivos contínuos. Após a colheita e extração do óleo, os meios de cultura são diretamente reaproveitados ou reciclados e os resíduos usados na produção de biogás por digestão anaeróbica e posterior co-geração de energia elétrica e para uso no próprio processo de cultivo após a queima, utilizando-se o CO₂ gerado pela combustão do biogás na aquicultura das próprias microalgas para incrementar seu crescimento. Este potencial de reaproveitamento pode compor receita acrescida posteriormente às da comercialização dos biocombustíveis por meio dos subprodutos da biomassa e da biodigestão.

O problema é que a pesquisa no setor requer muito investimento e demanda longo prazo. A cultura desses vegetais aquáticos é facilmente contaminável e exige grande quantidade de eletricidade para a extração do óleo, segundo os estudos feitos até agora. Para o setor privado, o empreendimento, por enquanto, não é suficientemente rentável. Técnicos da Petrobrás estimam que o tempo necessário para que o biodiesel de algas chegue ao mercado é de 6 anos, para uma perspectiva positiva, a 10 anos, para uma negativa¹⁹.

Segundo a Petrobrás, as microalgas têm potencial para substituir, de maneira ambientalmente sustentável, os cerca de 40 bilhões de litros de diesel consumidos pelo Brasil por ano. Até o fim do ano a empresa pretende inaugurar um núcleo de pesquisa e produção piloto para as microalgas no Rio Grande do Norte.

7.15 Carvão vegetal

O processo de pirólise mais usado é a carbonização na produção de carvão vegetal de madeira para a produção de energia. No Brasil, maior produtor mundial de carvão vegetal do mundo, esse produto é usado, principalmente, na indústria como agente redutor e fonte de energia na fabricação de ferro-gusa e aço. Quantidades bem menores de carvão vegetal são usadas no setor residencial para a cocção de alimentos, principalmente em regiões rurais, além daquelas comercializadas como carvão vegetal para churrasco (GÓMEZ, 2009). A produção de gusa resultante da utilização de carvão vegetal (CV) é bastante expressiva e representa, na atualidade, quase a metade da produção total do insumo no país.

¹⁹ Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/petrobras-inaugurar-nucleo-pesquisa-microalgas-rn-031110.htm>>

A pirólise pode ser definida como a degradação térmica de qualquer material orgânico na ausência parcial ou total de um agente oxidante, ou até mesmo, em um ambiente com uma concentração de oxigênio capaz de evitar a gaseificação intensiva do material orgânico. O principal objetivo no processo de pirólise é a obtenção de produtos com densidade energética mais alta e melhores propriedades do que àquelas da biomassa inicial. Na Tabela 29, mostram-se os principais processos mais comumente conhecidos para se realizar a pirólise de materiais lignocelulósicos (GÓMEZ, 2009).

Tabela 29 – Principais processos básicos de pirólise.

Variantes do processo	Tempo de residência	Taxa de aquecimento	Ambiente de reação	Temperatura máxima de pirólise, °C	Produtos obtidos
Carbonização	Horas/dias	Muito pequena	Produtos da combustão	400 - 450	Carvão vegetal
Convencional	5- 30 min	Pequena	Produtos primários e secundários	Ate 600	bio-óleo, carvão e gás
Rápida	0,5 - 5 seg	Moderadas para altos	Produtos primários	500 - 550	bio-óleo
Flash:	8	9	Produtos primários	10	11
Libido Gás	Menor de 1seg menor que 1seg	Alta		Menor de 650	Bio-óleo produtos Químicos e gás combustível!
Vácuo Hidropierólise	2- 30 seg menor de 10seg	Moderada a alta	Vácuo H ₂ e produtos primários	400 menor que 500	bio-óleo bio-óleo e produtos Químicos
Metanopierólise	menor de 10 seg	alta	CH ₄ e Produtos primários	Maior de 200	Produtos químicos

Fonte: Gómez, 2009.

O alcatrão, subproduto da pirólise, é recuperado e armazenado para uso posterior para a produção de energia ou para a obtenção de produtos mais valiosos por meio da sua destilação. A empresa BIOCARBO INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA. agrega valor a este subproduto por meio da sua destilação fracionada, embora com rendimentos muito baixos de aproximadamente 50% (em massa), obtendo-se produtos químicos que já têm mercado na Europa e os Estados Unidos (GÓMEZ, 2009).

A torrefação é considerada um processo de pré-pirólise durante a qual são liberadas desde a partícula de biomassa durante seu aquecimento a taxas controladas, somente água e algumas das substâncias voláteis mais leves (menor peso molecular). Este procedimento tecnológico apresenta um potencial muito promissor quando se trata do desenvolvimento de novos materiais que possam competir no mercado dos energéticos densos de biomassa, como é o caso da lenha e o carvão vegetal de lenha. A principal vantagem deste conceito é que a biomassa, previamente densificada, pode alcançar melhores propriedades energéticas através do tratamento termoquímico da sua estrutura morfológica, melhorando-se as suas propriedades físico-químicas. Trate-se, por outro lado, de uma alternativa tecnológica que tende a reduzir os negativos impactos ambientais produzidos pelas particulares atividades predatórias relacionadas com a produção de carvão vegetal de lenha. Embora se tenha demonstrado que a tecnologia de torrefação de resíduos densificados é economicamente viável devido, principalmente, ao baixo custo dos resíduos de biomassa em estado polidisperso (de 9 a 20 R\$/ton em função da distância de transporte), as expectativas para a tecnologia, num horizonte de curto prazo (próximos 10 anos), estão sustentadas na possibilidade de redução dos custos envolvidos nos processos intermediários, tratando-se só da utilização destes resíduos. Estes processos consideram a preparação da matéria-prima e a sua densificação. Hoje existem poucas opções tecnológicas conhecidas de equipamentos para a densificação de biomassa polidispersa. Por outro lado, estes equipamentos de densificação, pelo seu elevado preço no mercado, podem tornar inviável o projeto de uma unidade de torrefação de briquetes de biomassa (GÓMEZ, 2009).

Dadas as atuais restrições ambientais impostas aos recursos dendroenergéticos e as necessidades de melhoramentos efetivos dos processos de pirólise, principalmente na atual indústria mundial de fabricação de carvão vegetal a partir de lenha, a tendência para os próximos 10 a 15 anos é a modernização do parque tecnológico carvoeiro mediante a utilização de tecnologias modernas, mais eficientes e avançadas de produção de carvão vegetal, com sistemas integrados de recuperação de alcatrão e de produção de insumos energéticos e químicos (GÓMEZ, 2009).

A pirólise rápida para a produção de líquidos orgânicos desperta cada vez mais o interesse, junto as pesquisas e as aplicações comerciais dos diversos produtos obtidos a partir do bio-óleo, seu principal produto, os quais se desenvolvem

rapidamente, principalmente na América do Norte e na Europa. A pirólise rápida é um conceito advindo da necessidade de se produzir insumos líquidos energéticos e não energéticos. Até hoje, nem o próprio processo nem a composição exata do bio-óleo são muito conhecidos, pois as reações termoquímicas que ocorrem durante o processo são muito complexas. Um dos principais objetivos na atualidade é o desenvolvimento em escala industrial de plantas para a produção de bio-óleo, visando-se sua aplicação como combustível para a produção de entalpia e energia elétrica, através do uso de caldeiras, fornos e sistemas de geração estacionária (GÓMEZ, 2009).

A pirólise rápida da biomassa e o uso do combustível líquido resultante nos motores de combustão interna são processos tecnológicos novos que ainda necessitam de P&D. Porém, apesar da fase de desenvolvimento incipiente desta tecnologia estudos prévios indicam que poderá haver um potencial nicho de mercado para a produção de eletricidade por meio de pirólise rápida em unidades de pequena escala (capacidade entre 5 e 25 MW), principalmente no atendimento das cargas de ponta. As recentes análises de viabilidade apresentadas na literatura exploram mais a vantagem da desvinculação da produção de bio-óleo e da sua utilização na produção de eletricidade, permitindo uma melhor exploração do conceito de economia de escala para regiões com potencial disponibilidade de insumos de biomassa (GÓMEZ, 2009).

No Brasil, a tecnologia de pirólise rápida é uma novidade em termos de implantação, sendo verificada a existência de só uma unidade piloto para testes e demonstração da tecnologia. A planta tem uma capacidade nominal de 100 kg/h (base seca), e pertence à Universidade Estadual de Campinas-UNICAMP, onde um grupo de biocombustíveis trabalha na obtenção de bio-óleo a partir da tecnologia de reator de leito fluidizado borbulhante (GÓMEZ, 2009).

A produção de eletricidade a partir da pirólise de biomassa é uma das alternativas tecnológicas cuidadosamente considerada nos projetos de P&D. Uma das vantagens potenciais dessa tecnologia é a desvinculação da produção de eletricidade com a produção de biomassa, isto é, o óleo resultante da pirólise poderia ser transportado até as centrais elétricas e as limitações relativas ao tamanho da planta e aos impactos ambientais poderiam ser superadas (GÓMEZ, 2009).

7.16 Riscos associados ao pré-sal para o desenvolvimento das fontes de energias alternativas renováveis

A descoberta de indícios de petróleo na chamada camada pré-sal do litoral brasileiro, dentro da área marítima considerada zona econômica exclusiva do Brasil, foi anunciada pela Petrobras em 2006. A existência de petróleo foi divulgada pelo ex-diretor da ANP e posteriormente confirmada pela Petrobras, em 2007. O conjunto de campos petrolíferos do pré-sal se estende por uma área de 149 mil km², entre o litoral dos estados do Espírito Santo até Santa Catarina. A profundidade varia de 1000 a 2000 metros de lâmina d'água e entre quatro e seis mil metros de profundidade no subsolo, incluindo uma camada que varia de 200 a 2000m de sal.

Apenas com a descoberta dos três primeiros campos do pré-sal, Tupi, Iara e Parque das Baleias, as reservas brasileiras comprovadas, que eram de 14 bilhões de barris, aumentaram para 33 bilhões de barris. Alguns especialistas estimam que além destas existam reservas (entre possíveis e prováveis) de 50 a 100 bilhões de barris. No entanto, este número é ainda discutido. A consultora Gaffney, Cline & Associates, contratada pela ANP, concluiu que as reservas do campo de Tupi seriam de 2,6 bilhões de barris, divergindo dos 5 a 8 bilhões, conforme estimativa da Petrobrás, e que todas as reservas do pré-sal juntas têm potencial de 15 a 20 bilhões de barris.

Por outro lado, a própria ANP anunciou, em 28/10/2010, que a citada certificadora norte-americana avaliou que o volume recuperável de óleo no campo de Libra, em área pertencente à União, pode variar entre 3,7 e 15 bilhões de barris, sendo a estimativa mais provável de 7,9 bilhões de barris. Esta alta dispersão entre as estimativas de volume recuperável do pré-sal reflete dois fatores primordiais:

- As incertezas geológicas, devido ao ainda baixo número de poços exploratórios na região. Poços pioneiros custam, em média, US\$ 20 milhões para sua instalação. Os primeiros poços exploratórios do pré-sal custaram em torno de US\$ 200 milhões, dadas as dificuldades inerentes da prospecção em campos tão profundos e em áreas tão distantes da costa;
- A incerteza quanto ao preço do petróleo. Na rodada Zero de licitações, em 1998, a ANP permitiu que a Petrobrás escolhesse os campos que gostaria de explorar. Esta recusou as áreas do pré-sal, pois, com o preço do barril em torno de

US\$ 15,00, a exploração era inviável. Hoje, com o preço do petróleo em torno de US\$ 95,00 após ter se mantido a US\$80,00 em 2010, apesar da crise econômica mundial, a produção se torna economicamente viável.

Em um cenário conservador, com as reservas totais (pós-sal e pré-sal) brasileiras em torno de 50 bilhões de barris, o país passaria da condição de 16º para 8º país em termos de reservas petrolíferas (convencionais), ultrapassando os EUA, Canadá, Casaquistão, Qatar, Líbia, Nigéria, Angola e China (*BP Statistical Review of World Energy 2010*). De acordo com o cenário de referência do modelo energético do *U. S. Energy Information Administration*, o preço do petróleo no mercado spot deve chegar a US\$ 133/barril em 2035. Este órgão prevê, baseado apenas nas descobertas dos campos de Tupi, Guará e Iara, que o Brasil será o país com maior crescimento absoluto da produção de petróleo entre 2008 a 2035, com produção média diária ultrapassando cinco milhões de barris por dia (*EIA - International Energy Outlook, 2010*)

O petróleo que hoje se extrai do Brasil é considerado pesado, possuindo, em média, 20º a 22º API – os petróleos de referência, WTI e Brent possuem API 30º. As reservas de petróleo encontradas no pré-sal possuem qualidade variável, sendo que o petróleo do campo de Jupiter possui 18º API e o de Tupi 26º API. Esta gradação é importante, pois quanto mais leve o petróleo (maior API), maior sua capacidade de produção de derivados leves (gasolina, nafta etc.), mais valorizados e, conseqüentemente, com maior preço (menor desconto frente aos petróleos de referência) no mercado spot.

O petróleo na camada de pré-sal na costa brasileira, a maior descoberta no planeta nos últimos trinta anos, levou o governo brasileiro a propor a mudança do sistema de exploração de petróleo, hoje baseado em concessões realizadas através de processo licitatório, para um sistema de partilha de produção. Isto envolve a criação de uma nova estatal, chamada provisoriamente de Petrosal, que não seria destinada à exploração direta do petróleo, mas principalmente à administração dos mega-campos e à contratação de empresas petrolíferas para explorá-los, em parceria com a Petrobras e definido conjuntamente com o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Por meio dessa operação, a Petrobrás venderá novas ações no mercado, e assim poderá arrecadar os recursos financeiros dos quais precisa para ampliar seus investimentos, sobretudo em função da exploração do pré-sal. A capitalização

se mostrou necessária dada a envergadura dos investimentos que se projetam para a exploração desta nova fronteira petrolífera. De acordo com o *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019* (EPE, 2010), prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, para o período 2010-2019, fiquem entre US\$ 272,1 bilhões e US\$ 297,2 bilhões, cerca de 100% a mais do que o previsto para o período 2008-2017 no PDE 2017. Isto se deve principalmente a novos projetos de E&P, em especial ao Pré-Sal, e ao aumento generalizado de custos de exploração e produção.

Mesmo na fase preliminar da exploração da camada pré-sal, a indústria do petróleo e gás (P&G) vai liderar os investimentos no Brasil nos próximos anos. De acordo com o BNDES, sua participação no total da formação bruta de capital fixo (FBCF) anual do país deve alcançar 14,7% em 2014, mais que o dobro dos 6% de 2000 (SANT'ANNA, 2010). FBCF mede quanto o país investe em máquinas e equipamentos e na construção civil em um determinado período. Segundo o autor, "os investimentos realizados pela indústria de petróleo e gás têm o importante papel de mobilizar uma ampla cadeia de fornecedores de bens e serviços". Seus cálculos indicam que os R\$ 190 bilhões que serão investidos em máquinas e equipamentos nacionais para o setor de P&G no período em análise vão gerar mais R\$ 43 bilhões em outras máquinas e equipamentos para subfornecedores, que, por sua vez, vão gerar mais R\$ 90 bilhões de investimentos indiretos em metalurgia e em outros setores produtivos.

Sendo a indústria de petróleo e gás altamente intensiva em máquinas e equipamentos tem como outro efeito benéfico o fato de poder transformar o Brasil em um pólo de atração de tecnologia. De fato, grandes empresas do setor, como a Schlumberger (França), a Baker Hughes (EUA) e a FMC (EUA) estão construindo centros de pesquisas no Parque Tecnológico da UFRJ, de olho na indústria brasileira do petróleo.

Dada a conhecida volatilidade do preço do petróleo no mercado internacional, cabe aqui perguntar se o pré-sal será, de fato, tão impactante na economia brasileira: afinal, deve-se levar em conta os altos investimentos e, conseqüentemente, riscos econômicos, associados à sua exploração, que só deverá acontecer num horizonte de médio a longo prazos. Mas, de acordo com Fatih Birol, economista-chefe da Agência Internacional de Energia (IEA), um dos grandes fatores que irão determinar o futuro energético mundial é a crescente insensibilidade da demanda e da oferta de petróleo as mudanças de preços. Segundo ele,

do lado da demanda, no passado, o petróleo foi usado por quase todos os setores: na indústria, nas residências para aquecimento, na geração de eletricidade. Mas agora, quando se olha para as estatísticas dos últimos cinco anos, quase 90% do crescimento na demanda de petróleo vieram do setor de transporte – carros, caminhões e aviões – no qual, mesmo quando os preços sobem você não tem prontamente alternativas disponíveis para mudar. (FORBES, 2010).

Birol também frisa o enorme impacto que as futuras decisões políticas na China terão na economia global de energia.

Em 2000, apenas há 10 anos atrás, os chineses consumiam metade da energia que os Estados Unidos consumiam. Agora eles alcançaram os EUA. Esse é um crescimento forte. Isso significa que o tipo de políticas que a China seguir terá impactos importantes sobre o setor de energia de todos os países no futuro.

No Brasil, desde o primeiro choque do petróleo, o eixo condutor das políticas energéticas foi a tentativa de alcançar a autossuficiência do petróleo, cujos resultados são largamente conhecidos. Ainda que o país tenha que importar óleos leves para o equilíbrio do seu processo de refino, o grau de dependência líquida das importações de petróleo é, hoje, próximo de zero. E as possibilidades descortinadas com o Pré-Sal, mesmo com grandes desafios tecnológicos e institucionais, colocam o país numa privilegiada posição em matéria de dotação de recursos energéticos. Como disseram Queiroz e Botelho (2010), “o mundo está se transportando para a escassez e o Brasil transita para o quadro de abundância”

Dada a magnitude das reservas esperadas no pré-sal e ao sucesso alcançado na busca da segurança energética, torna-se claro a necessidade de articulação da política energética brasileira com as políticas macroeconômica, ambiental, tecnológica, industrial, externa, de formação de recursos humanos etc., a partir de bases inteiramente novas. No passado, como foi dito acima, o norte das políticas energéticas foi a redução da dependência. Segundo Queiroz (2010),

a busca de uma participação relevante no cenário energético internacional exigirá arranjos institucionais, dispositivos regulatórios e instrumentos de política energética distintos daqueles usados no passado e adequados aos novos objetivos inerentes ao almejado status de exportador líquido de energia.

Pensando na trajetória ímpar de exportador líquido de energia para o qual o Brasil ruma, cabe avaliar o impacto que a exploração da camada de pré-sal trará aos esforços ora empreendidos no fomento das fontes renováveis de energia. Conforme observação feita por autoridades energéticas (Fatih Birol - IEA), o petróleo cada

vez mais se destina ao setor de transportes, ou seja, crescentemente a gasolina o óleo diesel e o querosene de aviação são demandados, em detrimento de outros derivados.

Logo, é razoável especular que o maior impacto no esforço brasileiro em se tornar uma potência petrolífera se dará na expansão da produção dos biocombustíveis, tanto etanol – substituto da gasolina - quanto o biodiesel – substituto do diesel mineral. Entretanto, é possível vislumbrar que o Brasil continuará investindo fortemente tanto na expansão dos biocombustíveis quanto na de petróleo (e seus derivados). No último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) prevê-se que, em 2019, o Brasil estará produzindo 5,11 milhões de barris/dia de petróleo, dos quais 2,92 milhões/dia serão destinados ao mercado interno e os 2,19 milhões/dia excedentes deverão ser exportados. Por outro lado, o mesmo documento também mostra um aumento na produção de etanol de 26,1 bilhões de litros em 2009 (3,3 bilhões de litros exportados) para 64 bilhões de litros em 2019 (9,9 bilhões de litros para exportação).

Neste cenário, no estudo da EPE consideraram-se os programas de incentivo aos biocombustíveis dos principais mercados – EUA, Europa e Japão – com os quais o Brasil celebrou acordos de cooperação (além de outros países), o que incentivará a diversificação de produtores, o aumento de oferta de etanol e a harmonização das especificações técnicas que permitam transformar o etanol no futuro em uma *commodity*. O constante aumento das taxas de eficiência agrícola e industrial, a construção de novas usinas, alcooldutos e hidrovias, a disponibilidade de terras para a expansão agrícola e da capacidade portuária em escoar a produção destinada ao mercado externo também foram consideradas, baseados, no curto prazo, em projetos já anunciados e em andamento.

Da mesma forma, o EIA (*International Energy Outlook 2010*) também prevê, em seu cenário de referência, um aumento robusto na produção de etanol brasileiro, de um valor equivalente a 0,3 milhões de barris de petróleo equivalente/dia em 2007 para 1,6 milhões de barris/dia em 2035. A agência entende que a cana-de-açúcar é o insumo mais barato e eficiente para a produção de etanol e que existe farta disponibilidade de terras para expansão da produção, principalmente em áreas de pastagens abandonadas. Por fim, o documento também cita que o aumento previsto da produção será maior do que o da demanda doméstica, daí o aumento projetado da oferta depender da política energética e demanda do mercado externo.

Quanto ao biodiesel, a introdução da mistura deste ao diesel mineral se iniciou em janeiro de 2008, estabelecido pela Lei nº 11.097/05. Inicialmente, a mistura conteria obrigatoriamente apenas 2%, alcançando 5% em 2013, contudo a Resolução CNPE nº 06, de 16/09/2009 antecipou o percentual de 5% para 1º de janeiro de 2010.

Aplicando-se estes percentuais à previsão do consumo regional de óleo diesel, no PDE 2019 estima-se o crescimento da produção de biodiesel de 2,5 bilhões de litros em 2010 para 4,2 bilhões de litros em 2019. Como a capacidade instalada de processamento de biodiesel em 2010 é de 4,17 bilhões de litros/ano, não haverá gargalo no corrente decênio, caso não haja um aumento na mistura atual com diesel mineral.

Uma das condições necessárias ao uso do biodiesel em percentuais superiores ao estabelecido em lei é a viabilidade financeira desta iniciativa, que é influenciada fortemente pelos preços das matérias-primas, que representa entre 85% e 92% do custo total. Todas as matérias-primas, exceto a borra (ácidos graxos livres resultantes do refino de óleos vegetais) deverão continuar a ter, no horizonte decenal, preços mais elevados do que o óleo diesel.

Um cenário de preços de insumos elevados com expectativa de manutenção deste patamar no curto e médio prazos, associados à previsão de preços menos elevados do petróleo, por conta da descoberta do pré-sal, desestimulam o uso de biodiesel no Brasil, além do mandatório. Conforme estudo realizado no PDE 2008-2017, os preços de biodiesel continuam acima do preço do diesel neste horizonte decenal, o que retira a competitividade deste biocombustível, mesmo em sistemas autoprodutores.

Por outro lado, várias iniciativas de uso de misturas que variam de B20 a B100 – frota de ônibus em São Paulo, Curitiba, Rio de Janeiro, locomotivas etc., além do acordo de exportação (de óleo de dendê) pela Petrobrás Biocombustíveis para conversão em biodiesel pela GALP (petroleira portuguesa) permitem vislumbrar um aumento na produção de biodiesel (e/ou diesel vegetal, biocombustível de 2ª geração) desatrelado da produção de diesel mineral.

Em suma, a exploração do petróleo do pré-sal não deve causar inicialmente impactos na produção doméstica futura de etanol, dada a maturidade do setor que se reflete na competitividade deste biocarburante *vis a vis* a gasolina. Por outro lado, como o biodiesel deverá continuar custando mais caro do que o diesel mineral

pelo menos até o fim da década, as pressões do setor no sentido de aumentar o teor de mistura (fala-se em B10) não devem surtir efeito. No entanto, isto se deve mais à falta de vocação energética da soja (que deverá permanecer como principal insumo no médio prazo, mas cuja produção está atrelada à demanda por farelo,) do que por conta de uma eventual eliminação da necessidade de importação de diesel mineral, motivo principal para a instauração do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel.

Outro elemento que deve contribuir para manter o aumento previsto pelos estudos da EPE relaciona-se às mudanças climáticas. Estas talvez sejam o fator mais importante nesta equação, pois o país tem uma oferta de biomassa considerável devido às condições de insolação e proximidade ao trópico. Neste sentido uma nova oportunidade surge relacionada à energia elétrica por meio da geração distribuída usando equipamentos dedicados aos biocombustíveis. Essa opção inclusive corrobora com discussão dos automóveis elétricos e a diminuição relativa do uso dos derivados de petróleo nos transportes. Motivos estes ainda agregados às condições de bacias aéreas cada vez mais poluídas em grandes centros urbanos resultante do uso intenso de motores de combustão interna, comprometendo a saúde e qualidade de vida de seus habitantes.

A geração distribuída usando-se motogeradores ou turbinas poderá ser uma das rotas no futuro próximo, já que existe uma indicação de taxas de crescimento da demanda de energia acima do esperado como foi o episódio do setor residencial em 2010. Neste caso, a manutenção destes motores e a fabricação dos mesmos irão demandar qualificação profissional nos mais diversos níveis em razão da ampliação de um setor de motores já conhecido, mas que será utilizado dedicado aos biocombustíveis.

7.17 Ameaças e oportunidades para o Brasil

Ameaças:

Na maioria das vezes é muito complexa a combinação de fatores que envolvem o desenvolvimento das opções de energia de fontes alternativas renováveis. No Brasil especialmente o marco regulatório do setor elétrico, e sua

consequente gestão, ainda apresentam uma série de lacunas em relação à entrada da maioria da energia de fontes alternativas renováveis de forma generalizada. O contexto apresentado nos itens anteriores deixa clara a necessidade de intervenção inicial do Estado para que a opção sustentável se dê. O programa do Biodiesel, no passado o Proálcool e o PROINFA, mostram que no início estas tecnologias são mais onerosas que as convencionais e precisam de uma série de incentivos para ganhar escala e robustez no sentido de poderem evoluir autonomamente.

O caso da energia eólica parece bastante ilustrativo. Uma tecnologia com dificuldades de se consolidar no país acabou por obter o incentivo do PROINFA e agora parece autônoma, pois apresentou preços competitivos nos leilões de reserva e renováveis. Casos como este evidenciam a necessidade de qualificação de todas as tipologias profissionais, pois a velocidade da entrada da tecnologia não é acompanhada pela formação de profissionais na área.

Apesar de se observar o desenvolvimento tecnológico potencial nas várias rotas, o gargalo mais significativo se encontra na disponibilidade de profissionais qualificados para esta que é uma opção de sustentabilidade para produção de energia no Brasil.

No caso específico dos biocombustíveis, há grupos em vários setores dos países industrializados que consideram os biocombustíveis de 1ª geração como ambientalmente insustentáveis. As razões vão desde a competição com cultivos alimentares, passando por considerarem uma opção mais cara de segurança energética demandando subsídios/incentivos governamentais e causando impactos à fauna e flora, com uso inapropriado de defensivos e fertilizantes até a competição pelo uso de água em certas regiões com déficit hídrico. Além disso, os biocombustíveis desta geração produziram baixos benefícios de redução de GEEs em sua cadeia, devido às emissões na mudança direta ou indireta de uso de solo o que acarretaria o desmatamento florestal em países tropicais.

Esta percepção gerou a criação de certificados de bioenergia sustentável que podem no futuro se constituir em barreiras não tarifárias que dificultem a consolidação natural do Brasil como líder mundial na exportação de biocombustíveis. No médio e longo prazos, com os biocombustíveis de 2ª geração já competitivos, existe um risco do Brasil perder a sua vantagem comparativa na produção de etanol para os EUA, por conta de menor investimento em P&D na área de hidrólise celulósica, que poderá resultar, principalmente, em maiores custos de produção de enzimas.

Este exemplo ilustra outra ameaça importante relacionada a praticamente todas as energias de fontes alternativas renováveis: a falta de investimento em P&D nessas áreas associado à falta de pesquisadores que migram para outros centros de desenvolvimento.

As ameaças, portanto, se referem aos aspectos regulatórios, à falta de incentivo econômico durante a consolidação da tecnologia, à falta de P&D e centros tecnológicos para o setor e finalmente ausência de aparato de qualificação profissional em rede para atender a demanda de qualquer desdobramento do uso das alternativas sustentáveis.

Oportunidades:

Para tornar o Brasil um pólo de difusão de energia de fontes alternativas renováveis é preciso massa crítica para conhecer as vocações de um país tropical com níveis de insolação, terras férteis e regime hídrico e de ventos muito favoráveis. Desde as reservas de silício, passando pelo regime de ventos em algumas regiões do país que ainda se tornarão mais favoráveis em razão das mudanças climáticas, até as quantidades de biomassa disponível em regimes de manejo para biocombustível, sólidos, gasosos ou líquidos, o Brasil tem todas as condições de se tornar um vetor de desenvolvimento em energias de fontes alternativas renováveis.

A qualificação profissional se torna elemento fundamental para que se alavanque o setor. Sem profissionais qualificados não haverá incentivos suficientes para diferenciação e a utilização desta janela de oportunidades que surge com a crise econômica nos países desenvolvidos. Apesar da crise, os problemas ambientais persistem e a única forma de se tornar sustentáveis as atividades humanas relaciona-se com a diminuição drástica do uso de combustíveis fósseis. A manutenção de 450 ppm de CO₂ e, para que o aumento de temperatura não ultrapasse 2° C até o final do século indica que a diminuição de emissões terá que ser da ordem de 15% daquela que era em 2000. Para tal, teremos que em 2015, segundo o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC-AR4-2007) que atingir o pico de emissão máxima. Isto indica que a qualificação do profissional será muito mais ampla conhecendo inclusive questões globais de sua atividade.

Com a geração distribuída de energia elétrica por meio de pequenos geradores, resultado prático do uso de fontes renováveis alternativas de energia, certamente a oferta de empregos em atividades com novas características também

será um desafio e oportunidade, pois com a queda das atividades econômicas nos países desenvolvidos surgem possibilidades de intercâmbio e absorção de profissionais estrangeiros para treinamento no setor.

Como o Brasil possui clara vantagem competitiva na produção de biocombustíveis de 1ª geração e como os de 2ª geração não deverão estar disponíveis no mercado no curto e médio prazos, é necessário manter o foco nas oportunidades existentes nos biocombustíveis tradicionais, de forma a aumentar continuamente a sua competitividade e sustentabilidade no plano ambiental, econômico e social. Uma lista não extensiva de ações é proposta a seguir em relação aos biocombustíveis.

- **Expansão do etanol de cana-de-açúcar brasileiro.** Este é o biocombustível mais competitivo no planeta, único que não necessita subsídio ou apoio governamental (FAO, 2008). Inúmeros estudos internacionais reconhecem que o cultivo de cana no Brasil para a produção de etanol não sofre a maioria das restrições acima. Pesquisas agrônômicas (CTC) têm mantido a competitividade do Brasil neste cultivo, com cultivares com maior teor de sacarose, que demandam menos água, que fixam nitrogênio ao solo etc..
- **Intensificação do uso do dendê como matéria prima para o biodiesel.** O dendê é a oleaginosa mais produtiva (litros/hectare) e de menor custo de produção de óleo que existe e o Brasil possui a maior extensão com condições edafo-climáticas apropriadas para o seu plantio. O Ministério da Agricultura planeja plantar cerca de 1 Mha desta palmácea em áreas degradadas da Amazônia, o que deverá gerar 100.000 empregos e renda superior a trabalhadores rurais locais. O EPE estima que em 2025 o dendê será o principal insumo de biodiesel do Brasil, superando a soja.
- Criação de centros de pesquisa dedicados às fontes de energias renováveis alternativas.
- Criação de programas específicos de P&D para o setor
- Condução de estudos que visem calcular, à luz dos sistemas de certificação de bioenergia em gestação as emissões de GEE de diversas alternativas de cadeias agroenergéticas como cana, dendê, soja no Cerrado e bioma

Amazônico etc., levando em conta modelos de cálculo de emissões por mudanças diretas e indiretas de uso da terra.

A harmonização das normas brasileiras de especificações de biocombustíveis com as estrangeiras.

- Reforma do marco regulatório para relacionar a complementaridade das fontes renováveis alternativas.

8 CONCLUSÃO

Diante da crescente importância que as energias de fontes renováveis alternativas vêm adquirindo na demanda mundial, em razão de questões ambientais e da instabilidade nos preços do petróleo no mercado internacional, o Brasil precisa criar uma infraestrutura de capacitação para atender a demanda de empregos e qualificação ou requalificação para o setor. O país é competitivo e já ocupa uma posição privilegiada na produção dos combustíveis renováveis, o que torna a questão da capacitação fundamental para que as energias de fontes renováveis alternativas possam crescer de forma sustentável.

As energias de fontes renováveis alternativas são atualmente importantes para a criação de empregos qualificados, pois adotam rotas tecnológicas inovadoras que ainda precisam ser aprimoradas. Nos EUA, por exemplo, em 2010, somente na indústria relacionada ao aproveitamento direto da energia solar foram criados cerca de 50 mil empregos, de acordo com censo da *The Solar Foundation, Green LMI, Cornell University*. A indústria de energia hídrica emprega quase 300 mil pessoas e a estimativa da Navigant Consulting é que chegue a 1 milhão, caso as reformas regulatórias em curso sejam efetivamente implementadas. Em biocombustíveis avançados, a mesma fonte aponta para a criação de 29.000 novos empregos até 2012 e 190.000 até 2022. Já a Energia Eólica estima-se que serão criados 185.000 novos empregos em 2011. Caso estas projeções se confirmem, os empregos em energias de fontes renováveis deverão alcançar 17% de todo emprego nos EUA.

A Organização Internacional do Trabalho (OIT) tem programas de *empregos verdes* para a maioria dos países em desenvolvimento inclusive para o Brasil focado em biocombustíveis. O programa da OIT é ambicioso e tem neste tipo de trabalho uma saída para questões ambientais de aquecimento global e diminuição do uso intensivo de recursos naturais. A organização indica o desenvolvimento sustentável como única opção para a ampliação do mercado de trabalho digno e a solução dos graves problemas ambientais. As linhas gerais do programa são: a redução do consumo de energia e matérias primas, limitar as emissões de GEE, minimizar a geração de resíduos e poluição e proteger e restaurar os ecossistemas. Segundo os documentos da organização os empregos verdes prometem um triplo dividendo: empresas sustentáveis; redução da pobreza e uma recuperação econômica centrada no emprego.

A utilização das energias de fontes de renováveis alternativas nunca despertou tanta a atenção dos diversos segmentos da comunidade internacional como vem ocorrendo atualmente. Este tipo de energia é visto como uma importante oportunidade de mudança dos paradigmas tecnológicos tradicionais, baseados nas energias convencionais (especialmente combustíveis fósseis), além de serem estratégicos para a segurança energética das nações e para a mitigação da emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE).

Cabe lembrar que existem também emissões de GEE na cadeia produtiva das energias de fontes de renováveis alternativas, exigindo uma avaliação mais criteriosa por meio de ferramentas como a análise de ciclo de vida para identificar a efetiva mitigação de emissões frente aos combustíveis fósseis. O setor é extremamente dinâmico e se defronta com rotas tecnológicas de longo prazo ainda indefinidas. Apesar algumas tecnologias associadas às energias de fontes de renováveis alternativas serem consideradas maduras existem ainda um longo caminho a trilhar. Existe grande heterogeneidade entre os estágios tecnológicos de cada tipologia, implicando em maior complexidade na geração e distribuição de energia. O desenvolvimento do setor ainda requer mudanças consideráveis no marco regulatório atual no sentido de estimular a autogeração e a geração distribuída. O desenvolvimento de redes inteligentes transportando informações e energia elétrica permitirá administrar a grande complexidade do sistema derivada da introdução das energias renováveis alternativas.

Um exemplo da dinâmica tecnológica setorial é a 1^o geração de biocombustíveis que tem a fermentação/destilação e transesterificação como rotas consideradas maduras, mas que certamente ainda podem apresentar ganhos de produtividade por meio do desenvolvimento de leveduras ou catalisadores sólidos para os processos de obtenção do biodiesel. Além disso, a cadeia pode ter novos arranjos como o relacionado com a produção de álcool derivado das macroalgas ou ainda o biodiesel resultante de microalgas.

A difusão das novas tecnologias limpas no Brasil depende da formação de recursos humanos e da criação de centros tecnológicos dedicados a energias de fontes alternativas renováveis de acordo com a vocação das várias regiões do país. Isso inclui principalmente as áreas de oleaginosas, solar, eólica e biomassa. Além de gerar e absorver novas tecnologias, os centros tecnológicos precisam se capacitar em certificação de sustentabilidade das atividades de energias de fontes alternativas renováveis. Esse é um fator fundamental para ampliar as exportações

de equipamentos para a produção energias alternativas, principalmente para países em desenvolvimento com condições edafo-climáticas similares as brasileiras e com áreas disponíveis para produzir energias renováveis.

Identificamos uma demanda latente por técnicos e engenheiros capacitados para o desenvolvimento, produção e manutenção de equipamentos que atendam as novas exigências regulatórias e que proporcionem maiores ganhos de qualidade e produtividade. As fontes de energia eólica e PCH precisam de atenção especial em termos de formação de recursos humanos devido a suas expressivas taxas de crescimento. O déficit de mão de obra qualificada para estes setores já é significativo e deverá aumentar muito com os investimentos previstos. Já no caso da energia solar, o estado pouco avançado da difusão da tecnologia fotovoltaica não exige um esforço maior de curto prazo. Entretanto, vimos que existem nichos na área termosolar, especialmente para aquecimento d'água para edificações, que cresce aceleradamente e já se defronta com carência de mão de obra qualificada. Além das novas fontes, não podemos negligenciar a formação de recursos humanos para áreas renováveis mais maduras, como o carvão vegetal utilizado principalmente na siderurgia. O uso de biocombustível sólido na redução do aço constitui uma alternativa de sustentabilidade setorial desde que originado de florestas energéticas plantadas. Hoje 50% do ferro gusa produzido no Brasil usa carvão vegetal em seu processo produtivo e a qualificação de recursos humanos para este setor constitui uma oportunidade considerável.

No que se refere à formação de técnicos de nível médio, os números mencionados neste trabalho são expressivos, principalmente para operadores de equipamentos industriais. Por mais que os cursos tradicionais possam formar profissionais que se adaptem às atividades do setor, estes sempre terão que ser capacitados em um ambiente de trabalho em constante transformação com dinâmicas muito particulares.

REFERÊNCIA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica**. 3. ed. Brasília, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Boletim Mensal de Biodiesel**, set. 2010.

BP. **Statistical Review of Energy 2010**. London, 2011.

BRASIL. Ministério de Meio Ambiente – MME. **Plano Decenal de Energia 2030**. Brasília, 2008.

_____. **Plano Nacional PNE 2030**. Brasília, 2007.

_____. **PROINFA: biomassa, guia de habilitação biomassa**. Brasília, 2004.

_____. **PROINFA**. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em: nov. 2011.

_____. **Série Energias Renováveis: solar**. Brasília, 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Visão geral das operações na CCEE: versão 2010**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

CASTRO, N.; DANTAS, G. **O planejamento do setor elétrico brasileiro e o contexto mundial de mudanças climáticas**. Rio de Janeiro: UFRJ, NUCA, 2010. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/artigos/100525_planejamentobrasil.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

CASTRO, N.; DANTAS, G.; BRANDÃO, R. **Crise Econômica mundial e a promoção da bioeletricidade**. Rio de Janeiro: GESEL - Grupo de Estudo do Setor Elétrico, UFRJ, 2009. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/infosucro/estudos/Crise_Economica_Mundial_e_a_Promocao_da_Bioeletricidade.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

CASTRO, N.; DANTAS, G.; FERREIRA, V. **Relatório mensal: acompanhamento da conjuntura: bioeletricidade & eólica**. Rio de Janeiro: UFRJ, NUCA, 2010. Projeto Provedor De Informações Sobre O Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/publicacoes/conjuntura/Set.2010/_Relatorio_bioeolica.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil:** situação atual, oportunidades e desenvolvimento. Brasília, DF, 2001. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/arquivos/estudo003_02.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

_____. **Química verde no Brasil:** 2010-2030. Brasília, DF, 2010.

_____. **Energia solar fotovoltaica no Brasil:** subsídios para tomada de decisão. Brasília, DF, 2010.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. Panorama das Energias Solar e Eólica No Brasil e no Mundo. In: SEMANA DO MEIO-AMBIENTE, 4., Rio de Janeiro, maio 2009. **Anais...** Rio de Janeiro, 2009a.

_____. Pesquisa em energias solar e eólica no Brasil e no mundo. In: SEMANA DA INDÚSTRIA, ETERJ, Rio de Janeiro, maio 2009b. **Anais...** Rio de Janeiro, 2009b.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA – CRESESB. Energia solar: perspectivas, eficiência, e sustentabilidade. In: FÓRUM ESTADUAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, Vitória, ES, ago., 2008. **Anais...** Vitória, ES, 2008.

D'ARAÚJO PEREIRA, Roberto. **Setor elétrico brasileiro:** uma aventura mercantil. Brasília: CONFEA; CREA, 2009. (Série Pensar o Brasil).

D'AVIGNON, A. et all. **Microalgas:** fonte de energia para o Brasil?. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA - CBE, 12., Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, 2008.

DUTRA, Ricardo. **Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA.** Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia)– Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.

_____. **Tecnologia solar fotovoltaica.** Rio de Janeiro: CEPEL, Departamento de Tecnologias Especiais, 2010.

EARTH POLICY INSTITUTE. **Annual Solar Photovoltaics Production in Selected Countries:** 1995-2009. Washington, DC, 2010.

EMERGING MARKET ONLINE – EMO. **Algae 2020:** biofuels market and commercialization outlook, 2010. Disponível em: <<http://www.emerging-markets.com/algae/default.asp>>. Acesso em: nov. 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2010:** Ano Base 2009. Brasília, 2010.

_____. Leilões de Fontes Alternativas 2010. **Informe à Imprensa**, São Paulo, 26 ago. 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826_1.pdf>. Acesso em: nov. 2011. 157

_____. **Plano Decenal de Energia: PDE 2019**. Brasília, 2010a. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/paper/2010/PDEE2019_EPE_Consulta_Publica_20100504.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

_____. Plano Decenal de Energia: PDE 2019. **Informe à Imprensa**, São Paulo, 04 maio 2010. Disponível em: <http://catedradogas.iee.usp.br/apres_encontro_abc_2010/apres_pnde_epe.pdf>. Acesso em: nov. 2011

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019**. Brasília, 2010. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/PDE2019_03Maio2010.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

_____. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007.

ENERGIA solar: PE terá fábrica de placas. **Ambiente Energia**, Alternativas Notícias, 11 nov. 2010. Disponível em: <<http://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2010/11/energia-solar-pe-tera-fabrica-de-placas/7289>>. Acesso em: nov. 2011.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA. **International Energy Outlook 2010**. Washington, DC, 2010.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION – EPIA. **Solar generation 6**. Bélgica, 2010.

FEDERACIÓN NACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES DE COLOMBIA – FEDEBIOCOMBUSTIBLES. **Biocombustibles Hoy Boletín**, n.35, 17 nov. 2010.

GAZZONI, D. O tesouro da superfície. **BiodieselBR**, 22 set. 2009

HENRIQUES, Rachel Martins. **Potencial para geração de energia elétrica no Brasil com resíduos de biomassa através da gaseificação**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

INSTITUTO ACENDE BRASIL – IAB. **2º Leilão de Fontes Alternativas**. 2010. Disponível em: <http://acendebrasil.org.br/archives/files/20100824_AnalisePre_EnergiaReservaFontesAlternativas_R.pdf>. Acesso em: out. 2010.

_____. **3º Leilão de Energia de Reserva**. 2010. Disponível em: <http://acendebrasil.org.br/archives/files/20100824_AnalisePre_EnergiaReservaFontesAlternativas_R.pdf>. Acesso em: out. 2010.

_____. **O observatório do setor elétrico brasileiro**. 2010. Disponível em: <http://acendebrasil.org.br/archives/files/20100824_AnalisePre_EnergiaReservaFontesAlternativas_R.pdf>. Acesso em: out. 2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000**. Brasília, 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Key Energy Statistics 2010**. Paris: OECD, 2010.

_____. **Potential for Solar Heat in Industrial Processes**. Madri, 2008a.

_____. **Process Heat Collectors: State of the Art within Task 33/IV**. Feldgasse, Austria, 2008b.

_____. **Sustainable Production of SECOND: Generation Biofuels: Potential and perspectives in major economies and developing countries**. Paris: OECD, 2010. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/second_generation_biofuels.pdf>. Acesso em: out. 2010.

_____. **Trends in Photovoltaic Applications**. Paris: OECD, 2009.

_____. **World Energy Outlook 2008**. Paris: OECD, 2008d.

_____. **World Energy Outlook 2009**. Paris: OECD, 2009a.

JANUZZI, G. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação**. Campinas: International Energy Initiative, 2009.

MARCONATO, M.; SANTINI, G. Alternativas para a geração de energia renovável no Brasil: a opção pela biomassa. In: Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural, 46., Acre, jul. 2008. **Anis...** Acre, 2008. Disponível em: <<http://www.sober.org.br/palestra/9/876.pdf>>. Acesso em: out. 2010.

MARGOLIS, R. **Solar Energy: Rapidly Evolving Technologies, Markets, and Policies**. National Renewable Energy Laboratory. Apresentação realizada em 8 de Maio 2008. Disponível em: <http://www.nrel.gov/analysis/seminar/pdfs/ea_seminar_may_8.pdf>. Acesso em: nov. 2011.

NIVALDE, José de Castro et. al. **Bioeletricidade**: a industria de álcool e açúcar e a bioeletricidade : possibilidades e limites. Rio de Janeiro: Synergia; Eletrobrás; Gesel; UFRJ, 2008.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT - OECD; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Energy Technology Perspectives**. Washington, 2008.

PETERSON, D.; HAASE, S. Market Assessment of Biomass Gasification and Combustion Technology for Small- and Medium-Scale Applications. **Technical Report NREL/TP-7A2-46190**, NREL – National Renewable Energy Laboratory, jul. 2009. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/analysis/pdfs/46190.pdf>>. Acesso em: nov. 2011.

POLIZEL, L. H.; GOUVÊA, M. R. Espaço e entraves regulatórios da inserção de geração distribuída no sistema elétrico Brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE REGULAMENTAÇÃO, Recife (PE), 2007. **Anais ...** Recife, 2007. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/artigos/829da17a67a0799873f3485604d8f334.pdf>>. Acesso em: out. 2010.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – PROCEL. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso**: ano base 2005: classe residencial, relatório Brasil. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2007.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY – REN21. **Renewables 2010 Global Status Report**. Paris, 2010.

SOARES, R.; RODRIGUES, D. **Políticas públicas de incentivo ao uso de sistemas de aquecimento solar no Brasil**: acompanhamento das leis aprovadas e dos projetos de lei em tramitação. Rio de Janeiro: Cidade Solares, 2010.

UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL – UBRABIO; FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV. **O biodiesel e sua contribuição ao desenvolvimento brasileiro**. Disponível em: <<http://www.ubrabilio.com.br/sites/1700/1729/00000201.pdf>>. Acesso em: out. 2010

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O MEIO AMBIENTE – UNEP. **Global Trends in Sustainable Energy Investment 2010**. Disponível em: <www.rona.unep.org/.../GlobalTrendsInSustainableEnergyInvestment2010_en_full.pdf>. Acesso em: 15 out. 2010.

VITAE CIVILIS. **Um banho de sol para o Brasil:** o que os aquecedores solares podem fazer pelo meio ambiente e sociedade. São Lourenço da Serra, SP, 2004.

WORLD ECONOMIC FORUM. **Green Investing:** Towards a Clean Energy Infrastructure. Report published by the World Economic Forum in Collaboration with New Energy Finance. [s.l], 2009.

WORLDWATCH INSTITUTE. **Record Growth in Photovoltaic Capacity and Momentum Builds for Concentrating Solar Power.** Washington, DC, 2010.

SENAI/DN

Unidade de Estudos e Prospectiva - UNIEPRO

Luiz Antonio Cruz Caruso

Gerente-Executivo

Marcello José Pio

Coordenação Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO - DIRCOM

Carlos Alberto Barreiros

Diretor de Comunicação

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP

Carla Cristine Gonçalves de Souza

Gerente Executiva

Débora Shimoda

Rejane Oliveira Costa

Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS - DSC

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Renata Lima

Normalização

Alexandre d'Avignon

Alberto Villela

Selena Herrera

Elaboração

Espira Design

Revisão Gramatical

Espira Design

Editoração



*Iniciativa da CNI - Confederação
Nacional da Indústria*

