



cgée

Energias do Futuro

Relatório Final

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Ciência, Tecnologia e Inovação

Energias do Futuro

Relatório Final



Brasília, DF
Junho, 2008

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos

Presidenta

Lucia Carvalho Pinto de Melo

Diretor Executivo

Marcio de Miranda Santos

Diretores

Antonio Carlos Filgueira Galvão

Fernando Cosme Rizzo Assunção

Energias do futuro. Relatório final. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2008.

139 p: il.

1. Energia - Brasil. 2. Política Energética – Brasil. 3. Política Tecnológica - Brasil. I. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. II. Título.

*Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
SCN Qd 2, Bl. A, Ed. Corporate Financial Center sala 1102
70712-900, Brasília, DF
Telefone: (61) 3424.9600
<http://www.cgEE.org.br>*

Esta publicação é parte integrante das atividades desenvolvidas no âmbito do Contrato de Gestão CGEE/MCT/2007.

Todos os direitos reservados pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE). Os textos contidos nesta publicação poderão ser reproduzidos, armazenados ou transmitidos, desde que citada à fonte.

Energias do Futuro

Relatório Final

Supervisão

Marcio de Miranda Santos

Consultores

Gilberto De Martino Jannuzzi (Coordenador)

Paulo Henrique de Mello Sant Ana

Rodolfo Gomes

José Angelo Paccola

Equipe técnica do CGEE

Marcelo Khaled Poppe (Coordenador)

Ana Carolina Silveira Perico

CONTEÚDO

1. Sumário Executivo	1
2. Introdução	8
3. Metodologia do Estudo	8
4. Tecnologias em Energia	10
4.1. Geração de Eletricidade.....	10
4.1.1. Turbinas: óleo combustível e multicompostíveis.	10
4.1.2. Usinas Termelétricas a Gás Natural em Ciclo Combinado.....	11
4.1.3. Cogeração a Gás Natural	12
4.1.4. Carvão Pulverizado: usinas supercríticas e ultra-supercríticas.....	13
4.1.5. Gaseificação Integrada em Ciclo Combinado de Carvão– IGCC.....	14
4.1.6. Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC) e Pressurizado (PFBC)	15
4.1.7. Tecnologias de Reatores Nucleares Avançados: terceira e quarta gerações	16
4.1.8. Produtividade do Ciclo do Combustível Nuclear: ciclos avançados.....	18
4.1.9. Gestão de Resíduos Nucleares	18
4.1.10. Fusão Nuclear	19
4.1.11. Hidrogênio: células a combustível	24
4.1.12. Geração Hidráulica	24
4.1.13. Materiais Piezoelétricos	28
4.1.14. Energia Solar Térmica de Alta Temperatura.....	29
4.1.15. Energia Eólica.....	31
4.1.16. Energia Geotérmica	34
4.1.17. Energia do Oceano: ondas e marés	36
4.1.18. Energia Solar Fotovoltaica	39
4.2. Combustíveis e calor.....	43
4.2.1. Tecnologias de Exploração (petróleo e gás): sismologia e geofísica de poços, uso de imagens de satélites, perfuração	43
4.2.2. Tecnologias de Recuperação Avançada de Petróleo	43

4.2.3.	Tecnologias para produção de óleo e gás em águas profundas e ultra-profundas.....	45
4.2.4.	Tecnologias de Refino de Petróleo	45
4.2.5.	Gás Natural Liquefeito (GNL).....	46
4.2.6.	Hidratos de Metano.....	47
4.2.7.	Gas-to-Liquid (GTL)	48
4.2.8.	Coal-to-Liquid (GTL).....	49
4.2.9.	Tecnologia de Produção Agrícola de “Biomassa Energética”	50
4.2.10.	Tecnologias de Recuperação e Pré-processamento de Resíduos para Culturas de Grandes Volumes 53	
4.2.11.	Carvão Vegetal: tecnologias avançadas de carvoejamento; pirólise.....	55
4.2.12.	Gasificação em Pequeno Porte (< 100 kW); Gasificação em Grande Porte (10 – 100 MW) com Ciclo Combinado	56
4.2.13.	Tecnologias de Combustão Mista (biomassa com carvão e gás natural); Tecnologias de Combustão Avançadas (biomassa, incluindo resíduos).....	58
4.2.14.	Tecnologias Novas para Produção de Etanol (2a. geração).....	59
4.2.15.	Tecnologias Novas para Produção de Biodiesel e H-bio	62
4.2.16.	Resíduos Sólidos Urbanos.....	64
4.2.17.	Energia Solar Térmica de Baixa Temperatura.....	65
4.3.	Transmissão, Distribuição e uso Final.....	66
4.3.1.	Transmissão e Distribuição de Gás Natural	66
4.3.2.	Armazenamento de Gás Natural	68
4.3.3.	Queimadores Combustíveis e Controle de Emissões	69
4.3.4.	Separação, Captura e Sequestro de Carbono	70
4.3.5.	Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	71
4.3.6.	Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – Redes Inteligentes.....	74
4.3.7.	Sistemas de Armazenagem.....	76
4.3.8.	High Voltage Direct Current (HVDC)	79
4.3.9.	Produção e Armazenamento de Hidrogênio como Vetor Energético	80
4.3.10.	Veículos: demanda futura por combustíveis (tipo de combustível, eletricidade e hidrogênio)	85
4.3.11.	Usos Finais: indústria	88

4.3.12.	Usos Finais: setor comercial, residencial e de serviços	91
4.3.13.	Edificações	94
5.	A Matriz de Desafios.....	97
6.	A Demanda Futura de Energia.....	105
6.1.	As projeções globais	105
6.1.1.	Fontes de Energia	105
6.1.2.	Usos Finais	108
6.2.	Tendências do Consumo de energia no Brasil.....	110
7.	Conclusões: Necessidades de P&D.....	111
7.1.	Tecnologias de energia	111
7.2.	O Módulo de Integração.....	117
8.	Bibliografia.....	120
9.	Anexo.....	130

TABELAS

Tabela 1:	Matriz de desafios para 2030	3
Tabela 2:	Desenvolvimento esperado da tecnologia de sistemas fotovoltaicos	40
Tabela 3:	Evolução dos índices técnicos com a adoção de novas tecnologias	53
Tabela 4:	Matriz de desafios para 2030	99
Tabela 5:	Situação das reservas das principais fontes primárias (2006)	100
Tabela 6:	Investimentos previstos para o período 2005-2030 (bilhões de US\$)	101
Tabela 7:	Demanda de energia primária no mundo 2015, 2030 (MTep) – cenário de referência	107

FIGURAS

Figura 1:	Os quatro componentes metodológicos do estudo	2
Figura 2:	Intensidade de esforços em P&D para o sistema energético brasileiro	5
Figura 3:	Componentes metodológicos do trabalho	10
Figura 4:	A estrutura de produção e energia primária 2005 e 2030	101
Figura 5:	Evolução das Emissões específicas de CO ₂ (2005-2030) (ton CO ₂ /tep)	103
Figura 6:	Evolução das Emissões de CO ₂ por fonte (2005–2030) (milhões t CO ₂ /ano)	104
Figura 7:	Evolução das Emissões de CO ₂ por Setor (2005–2030) (milhões t CO ₂ /ano)	104

Figura 8: Produção de energia primária 2005 e 2030	105
Figura 9: A contribuição de fontes renováveis no suprimento de energia primária global (2030 e 2050)	108
Figura 10: Projeções da estrutura de demanda de energia final global até 2100	109
Figura 11: A contribuição das fontes renováveis de energia e eficiência energética no consumo final global (2003-2050)	110
Figura 12: A estrutura de consumo final de energia por setores 2005, 2030 (%)	111
Figura 13: Intesidade de esforços em P&D para o sistema energético brasileiro	119
Figura 14: matriz de relevâncias para eletricidade, calor e frio	131
Figura 15: matriz de relevâncias para líquidos	131
Figura 16: matriz de relevâncias para gases	131
Figura 17: matriz de relevâncias para sólidos	131
Figura 18: matriz de relevâncias para transporte	131

1. Resumo Executivo

1. O Brasil possui um grande desafio nas próximas décadas para buscar soluções para atender os crescentes requisitos de serviços de energia e, ao mesmo tempo, satisfazer critérios de economicidade, segurança de suprimento, saúde pública, garantia de acesso universal e sustentabilidade ambiental. Para satisfazer esses critérios significativos esforços em P&D deverão ser iniciados imediatamente e nos próximos anos para atender a esperada demanda de energia em 2030-2050.
2. O presente estudo teve como objetivo realizar uma revisão do estado da arte das principais tecnologias de energia tendo como horizonte os períodos de 2030 e 2050 a partir de uma extensa revisão da literatura recente tanto no âmbito nacional como internacional. Foram também analisadas, a partir da literatura existente, as tendências apontadas com relação à evolução do consumo de energia, e uma análise sobre desafios e oportunidades para o setor energético em áreas consideradas de interesse público¹. O presente estudo foi desenvolvido entre os meses de março e maio de 2008.
3. O estudo foi baseado em pesquisa bibliográfica, consultando fontes nacionais e internacionais, listadas na seção Bibliografia. Todo o material bibliográfico consultado e de domínio público foi reunido em formato digital.

Metodologia do estudo

4. A metodologia concebida para o estudo contemplou o estado da arte de 60 tecnologias e processos em energia (incluindo P&D e perspectiva de implementação comercial), uma matriz de desafios para o setor energético e projeções de produção de energia primária. Estes três componentes foram utilizados para realizar uma análise multicritérios, visando confeccionar um módulo integrador (quarto componente metodológico). Este módulo integrador procurou mapear a relevância de esforços necessários para P&D com uma visão integrada de todo o sistema energético. A figura abaixo ilustra os componentes metodológicos.
5. A metodologia contempla, portanto, uma análise do estado da arte das tecnologias e processos, uma avaliação do mercado futuro de energia (formas e quantidades de energia que serão requeridas pelo Brasil) e impactos da matriz energética futura (Matriz de Desafios).

¹ As seguintes áreas de interesse foram selecionadas: (i) Situação das reservas energéticas, (ii) Aspectos Sociais e Regionais, (iii) Qualidade do ar, (iv) Saúde e segurança públicas, (v) Uso da terra e água e ameaças à biodiversidade, e (vi) Mudanças climáticas.

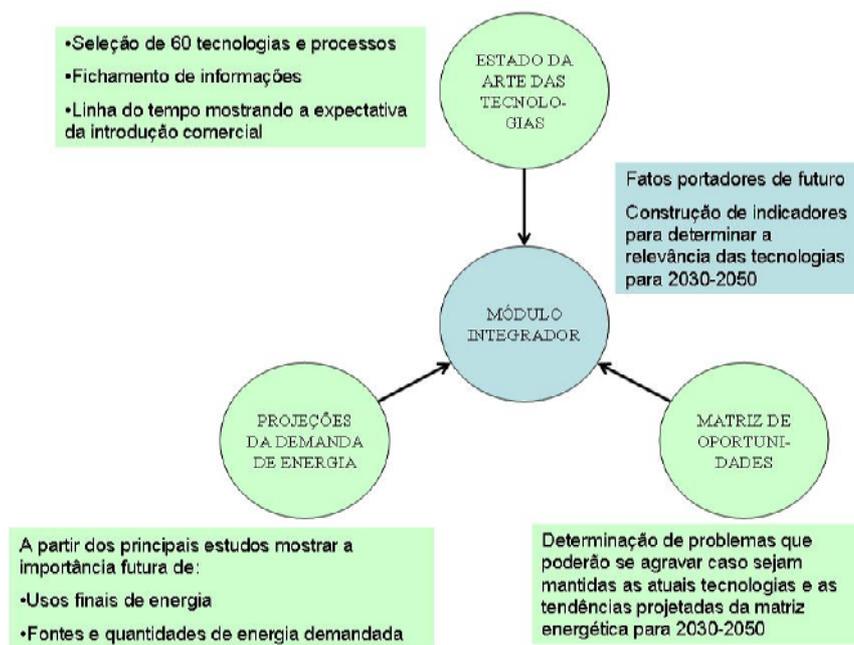


Figura 1: Os quatro componentes metodológicos do estudo

Mapeamento cronológico de tecnologias de energia

6. Foi realizado um mapeamento cronológico das tecnologias de energia selecionadas mostrando as expectativas da disponibilidade comercial das mesmas até o horizonte de 2050. A partir de 2030 a maioria das tecnologias em desenvolvimento deverá estar disponível comercialmente.
7. As informações coletadas referem-se ao estado atual do desenvolvimento tecnológico e os esforços que estão sendo envidados para as próximas décadas tanto no Brasil como no exterior. Foram reunidas informações sobre custos atuais e expectativas para as próximas décadas quando disponíveis.

O mercado futuro de energia

8. Para a Matriz Energética em 2030, foi considerado o Plano Nacional de Energia elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Considerou-se a participação de mercado e a evolução da produção primária de energia até 2030 como um dos componentes para a elaboração do módulo integrador, uma vez que sinalizariam a importância que as tecnologias teriam no mercado futuro de energia.
9. De um modo geral, também se observa a tendência global de aumento da participação de combustíveis líquidos, eletricidade e gás natural no perfil de consumo final de energia do Brasil. O maior uso do carvão mineral na siderurgia está sendo previsto e é uma exceção à tendência na direção de matrizes menos intensivas em carbono e combustíveis sólidos.
10. As projeções indicam a prevalência dos combustíveis líquidos no consumo final de energia do Brasil, sendo que os derivados do petróleo representarão cerca de 35% (dependendo do cenário), o que é uma pequena queda em relação a 2005 (cerca de 40% do consumo

final total). Observa-se também maior participação do etanol (14% do consumo final em 2030) e biodiesel (1,5%). A eletricidade aumenta sua participação no consumo final de 19% em 2005 para 24% em 2030, sendo a segunda forma de energia mais importante nesse período. O gás natural tenderá a aumentar sua participação de 6% (2005) para 9% do consumo final de energia em 2030².

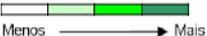
- O consumo de energia permanecerá concentrado nos setores de transporte e industrial que em 2005 já respondiam por 68% do consumo final de energia nacional e em 2030 quase 70%. A demanda do setor de transportes deverá aumentar mais rapidamente do que a do setor industrial e, assim como nos EUA, isso significará maior necessidade de combustíveis líquidos.

A Matriz de Desafios

- Para estabelecer uma visão de futuro sinalizando as áreas com maiores necessidades de atenção para novos desenvolvimentos, foi utilizada uma formulação baseada em Bartis (2004), empregada em estudos para planejamento de longo prazo para elaboração de portfólios de P&D na área de energia para os EUA. A representação tem o objetivo de apontar as áreas de agravamento de problemas considerando a manutenção de tecnologias correntes e a manutenção da matriz energética nacional. Denomina-se aqui essa representação de Matriz de Desafios. Na Matriz de Desafios (Tabela 1), procura-se ilustrar as áreas que poderão se agravar no Brasil, em maior ou menor grau, se não houver um esforço no sentido de melhoramentos tecnológicos para contrabalançar os efeitos negativos esperados.

Tabela 1: Matriz de desafios para 2030

Fontes Primárias	Áreas de problemas					
	Situação de reservas	Aspectos sociais e regionais	Qualidade do ar	Saúde e segurança públicas	Uso de terra, biodiversidade e água	Mudanças climáticas
Petróleo						
Gás Natural						
Carvão						
Energia Hidráulica						
Biomassa						
Energia Solar						
Energia Eólica						
Energia Nuclear						



Notas: Biomassa inclui lenha, e cana-de-açúcar. Em 2005, 90% da energia primária produzida no país era proveniente do petróleo, gás natural, carvão, biomassa e hidráulica. Essa participação é praticamente a mesma em 2030.

² Os valores percentuais apresentados referem-se ao cenário B1 do Plano Nacional de Energia 2030 (Empresa de Pesquisa Energética 2007).

13. O resultado final das análises mostra uma representação do sistema energético e procura sintetizar o nível de esforços em P&D que seriam necessários no horizonte 2030-2050, com ênfase nas necessidades do Brasil. Foi construído um diagrama representando o fluxo energético desde fontes primárias até usos finais (Figura 2). As necessidades de P&D estão representadas nas intersecções que representam as diferentes conversões entre formas de energia.
14. De um modo geral observa-se que grande parte dos esforços de P&D está mais concentrada no topo do sistema energético, ou seja, no desenvolvimento de tecnologias de interface e nas tecnologias de uso final. O maior aproveitamento de energia renovável implicará em necessidades de novas tecnologias e gerenciamento de sistemas de distribuição, transporte/transmissão e armazenagem. Além disso, a conversão de fontes tradicionalmente mais poluentes em fontes secundárias "mais limpas" também deve direcionar os esforços de P&D conforme é indicado na Figura 2.
15. Foi possível verificar a importância da eletricidade como fonte energética secundária e as necessidades de maiores esforços na conversão particularmente a partir de fontes como biomassa, energia nuclear e hidrogênio. Desenvolvimentos de materiais mais eficientes, com menores perdas e sistemas de armazenamento assim como substanciais melhorias na eficiência dos usos finais (indústrias, comércio, serviços e residencial) são esperados. Ainda se espera razoável atividade em P&D no Brasil na conversão de várias outras fontes primárias como o carvão, gás natural, biomassa, energia solar e PCHs
16. No que se refere aos combustíveis líquidos grandes desenvolvimentos são esperados com relação às tecnologias de uso final no setor de transporte (melhorias na eficiência energética, veículos híbridos e multicompostíveis) e a própria gestão de sistemas de transporte. Desenvolvimentos tecnológicos significativos foram também detectados na conversão da cana de açúcar em etanol até 2050. Teremos ainda razoável atividade de P&D na conversão de gás em combustíveis líquidos e melhorias nas tecnologias de refino e processamento para produção de derivados de petróleo.
17. A gaseificação do carvão e a aplicabilidade dessas tecnologias para biomassa sólida são possibilidades que são apontadas como significantes para garantir a demanda de combustíveis gasosos no futuro, implicando também em maior desenvolvimento da infraestrutura de transporte de gás.
18. A revisão realizada com relação ao desenvolvimento futuro das tecnologias relacionadas com o hidrogênio indica que os maiores desafios estão nas áreas de materiais (inclusive armazenamento) e sistemas de transporte e distribuição.
19. A análise sobre a intensidade de esforços de P&D na área dos combustíveis sólidos indica maior relevância para as atividades relacionadas com melhorias da biomassa sólida e também para o combustível nuclear (enriquecimento de urânio) como fontes primárias de energia.

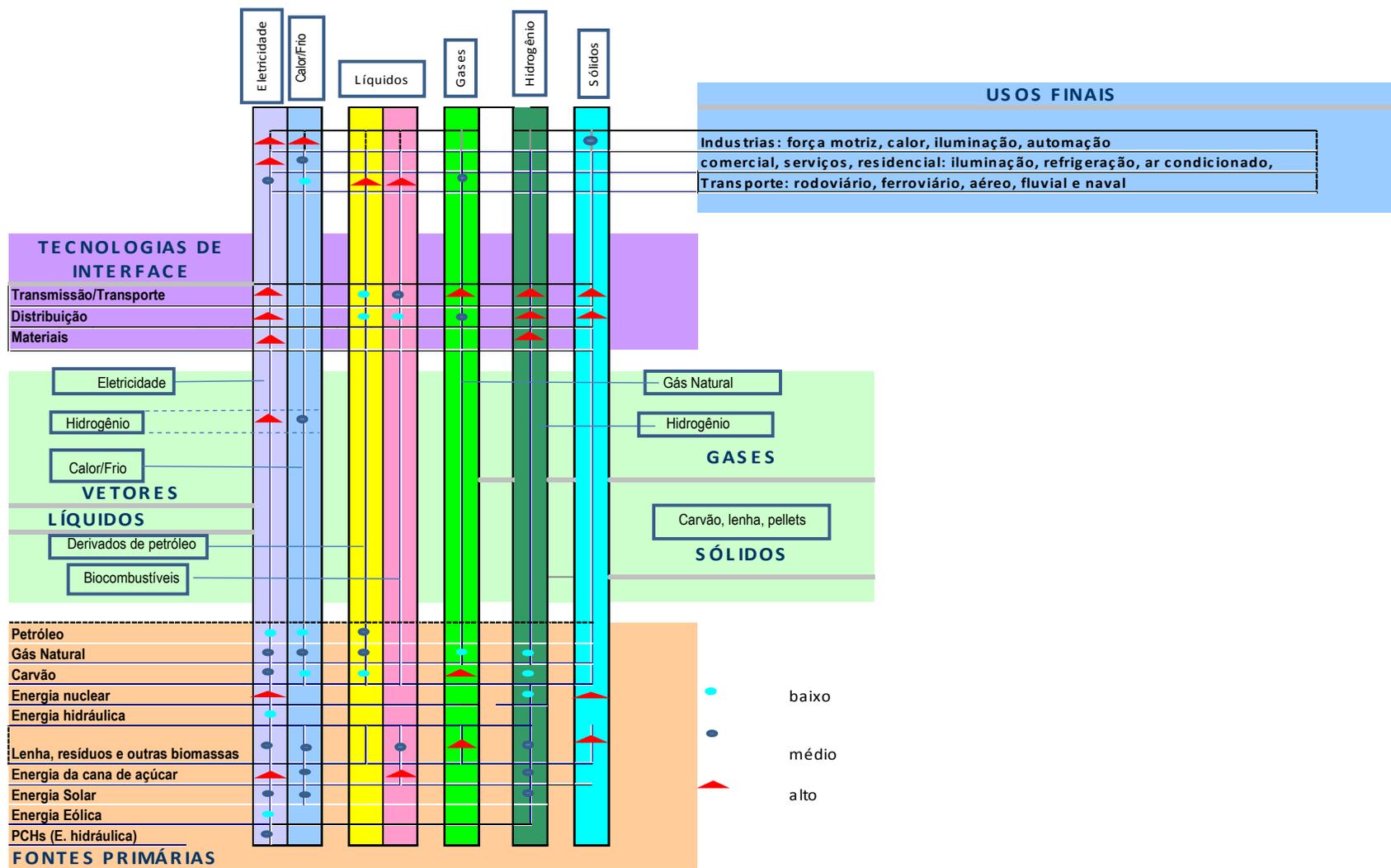


Figura 2: Intensidade de esforços em P&D para o sistema energético brasileiro

Segue abaixo a lista de tecnologias de energia avaliadas:

Geração de eletricidade:

- Turbinas a gás e duais (hidrogênio e gás natural)
- Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC)
- Leito fluidizado circulante (CFBC): utilização de sistemas biomassa-carvão no Brasil
- Carvão Pulverizado
- Leito Fluidizado Pressurizado
- Cogeração por ciclos a vapor
- Tecnologias de reatores nucleares avançados
- Produtividade do ciclo do combustível nuclear
- Gestão de resíduos nucleares
- Geração Hidráulica
- Geração Hidráulica
- Materiais Piezoelétricos
- Biomassa: gasificação de pequeno porte (< 100 kW); Gasificação de grande porte (10 – 100 MW) com ciclo combinado
- Hidrogênio: células a combustível na geração distribuída
- Fusão nuclear
- Energia solar térmica de alta temperatura
- Energia solar fotovoltaica
- Energia eólica
- Tecnologias de combustão mista (biomassa com carvão e gás natural);
Tecnologias de combustão avançadas (biomassa, incluindo resíduos)
- Energia das ondas e marés
- Geotérmica

Combustíveis e Calor:

- *Gas-to-liquid* (GTL)
- Armazenamento de gás natural
- Tecnologia de produção agrícola de “biomassa energética”
- Biorefinarias
- Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração)

- Veículos: demanda futura por combustíveis (tipo de combustível, eletricidade e hidrogênio)
- Hidratos de Metano
- Gás Natural Liquefeito (GNL)
- Recuperação Avançada de Petróleo
- Carvão Vegetal: tecnologias avançadas de carvoejamento; pirólise
- Energia solar térmica de baixa temperatura

Transmissão, Transporte, Distribuição, Usos Finais e Outros:

- Controle de Emissões
- Produção e armazenamento de hidrogênio como vetor energético
- Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica
- Transmissão e distribuição de gás natural
- Tecnologia para produção de óleo e gás em águas profundas e ultra-profundas.
- Tecnologias de refino de petróleo
- *Coal-to-liquid* (CTL)
- Usos finais: indústria
- Usos Finais: residencial e comercial
- Medição “inteligente”
- Edificações

Tecnologias Comuns (de interface):

- Materiais
- Sensores e automação
- Combustão
- Regulação

2. INTRODUÇÃO

O Brasil possui um desafio enorme nas próximas décadas para buscar soluções para atender os crescentes requisitos de serviços de energia e, ao mesmo tempo, satisfazer critérios de economicidade, segurança de suprimento, saúde pública, garantia de acesso universal e sustentabilidade ambiental. Para satisfazer esses critérios, significativos esforços em P&D deverão ser iniciados imediatamente e nos próximos anos para atender a esperada demanda de energia em 2030-2050.

O presente estudo teve como objetivo realizar uma revisão do estado da arte das principais tecnologias de energia tendo como horizonte os períodos de 2030 e 2050 a partir de uma extensa revisão da literatura recente tanto no âmbito nacional como internacional. Foram também analisadas, a partir da literatura existente, as tendências apontadas com relação à evolução do consumo de energia, desafios e oportunidades para o setor energético. O presente estudo foi desenvolvido entre os meses de março e maio de 2008.

Inicialmente é apresentada a metodologia empregada para desenvolver todo o estudo. Parte das tarefas concebidas foi um mapeamento cronológico de cerca de 60 tecnologias de interesse para o setor energético, procurando assinalar as expectativas de tempo necessário para P&D e introdução no mercado das mesmas de acordo com a literatura consultada. Este estudo inclui uma descrição das tecnologias, informações sobre evolução de custos e principais gargalos encontrados. Acompanha este relatório uma representação gráfica dispondo os períodos esperados de P&D e maturação comercial das tecnologias.

Na seqüência, são revistas as principais conclusões de diversos estudos prospectivos de demanda de energia de modo a caracterizar as expectativas de quantidades, qualidade e tipo de energia que deverá ser consumida nas próximas décadas, incluindo considerações sobre a evolução da Matriz Energética Nacional considerando as projeções oficiais até 2030 e os possíveis impactos que podem se agravar caso não existam desenvolvimentos tecnológicos adequados.

Foi realizado um esforço para sintetizar as principais características, gargalos e oportunidades das tecnologias que a literatura aponta como promissoras, tendo em consideração sua oportunidade para o setor de energia brasileiro, levando-se em conta a demanda projetada de energia segundo fontes e usos finais. Um diagrama-resumo é produzido ao final para ilustrar diferentes graus de esforços em P&D para o agente público considerando todo o fluxo energético e as diversas tecnologias.

3. METODOLOGIA DO ESTUDO

O objetivo principal este estudo foi o de indicar, baseado na literatura existente, a relevância dos esforços de P&D necessários para as diversas tecnologias de energia para

poder atender os requisitos de energia projetados. Além disso, o estudo elaborou um mapeamento cronológico das tecnologias de energia como um dos produtos do trabalho.

A metodologia concebida para o estudo contemplou quatro componentes onde informações foram colhidas de modo prospectivo e exploratório na literatura existente. Os componentes são:

- (1) *Mapeamento cronológico*: foi realizado um levantamento na literatura recente nacional e internacional sobre o estado da arte das principais tecnologias de energia (cerca de 60), consideradas como “tecnologias-chaves” para o sistema energético. Houve a preocupação de se estabelecer um horizonte de tempo para caracterizar a maturação dos esforços de P&D e as expectativas de entrada comercial das tecnologias.
- (2) *Matriz de desafios*: este é um procedimento que teve como objetivo indicar o grau de impacto das tecnologias atuais em seis áreas de interesse público que foram consideradas (situação das reservas de recursos energéticos, aspectos sociais e regionais, qualidade do ar, saúde e segurança públicas, uso da terra, água e ameaças à biodiversidade, e mudanças climáticas). Considera-se a composição da matriz energética futura para o Brasil e o nível de agravamento dos impactos nos aspectos considerados acima, assumindo a manutenção de tecnologias atuais. Embora seja uma análise qualitativa, o propósito é oferecer elementos para indicar o nível de prioridade dos esforços em P&D.
- (3) *Projeções de demanda de energia*: a partir dos estudos nacionais e internacionais de demanda de energia com horizonte de 2030, 2050 e até 2100, procurou-se mostrar a participação futura dos diversos usos finais na demanda de energia, com indicações sobre as quantidades e formas de energia requeridas. Esse procedimento indica o grau de impacto que determinadas tecnologias terão na matriz energética futura.

Os três componentes acima descritos foram utilizados para representar os diversos fatos portadores de futuro que foram combinados em um (4) *Módulo de integração*, o quarto componente do estudo. Essa etapa procura através de uma análise de multicritérios assinalar a relevância dos esforços necessários para P&D com uma visão de todo o sistema energético. Esse procedimento constou de uma etapa intermediária onde foram construídas matrizes de relevância para cada tecnologia a partir das informações dos componentes (1)-(3) acima. Os detalhes dessa análise estão apresentados no Anexo I.

A Figura 3 a seguir sintetiza os quatro componentes metodológicos do estudo.

As seções seguintes apresentam os componentes (1)-(4), incluindo os procedimentos utilizados.

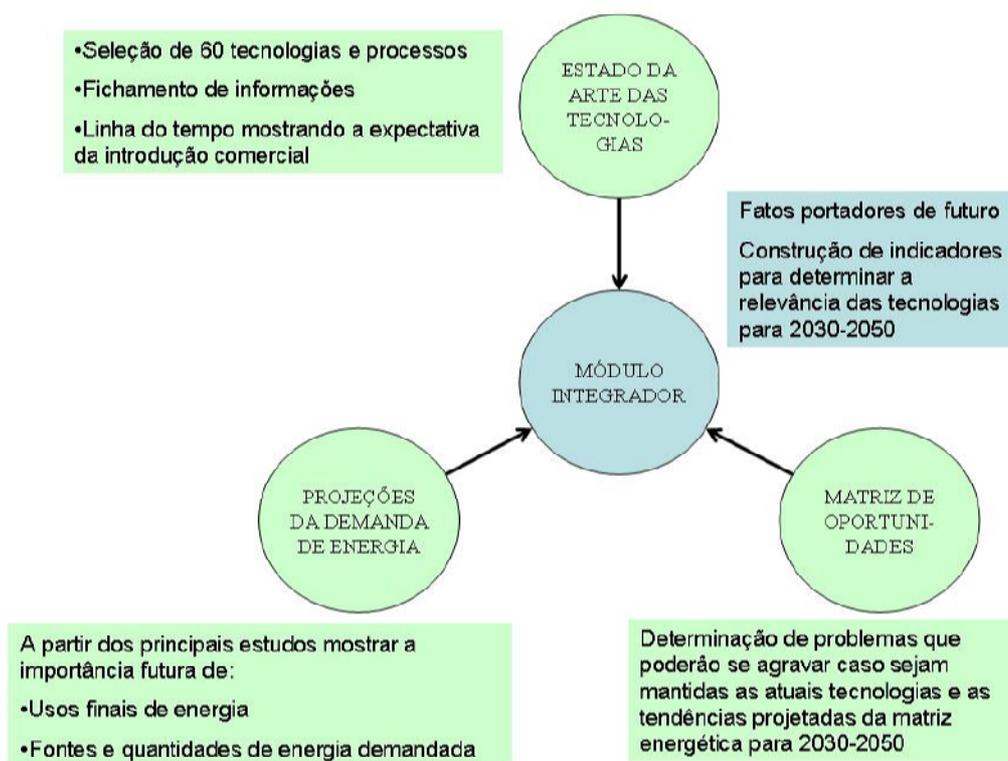


Figura 3: Componentes metodológicos do trabalho

4. TECNOLOGIAS EM ENERGIA

4.1. GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

4.1.1. Turbinas: óleo combustível e multcombustíveis.

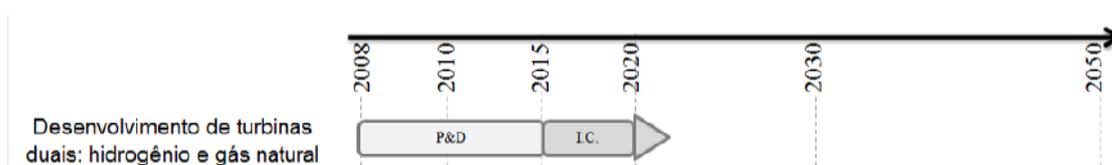
A geração de eletricidade através de óleo combustível é ainda comum no mundo. A tecnologia pode ser considerada madura e esforços para a pesquisa e desenvolvimento no mundo são realizados por empresas privadas do setor; destaque para tecnologias de controle e aumento de eficiência em turbinas duais (óleo combustível e gás natural). A eficiência de usinas a óleo combustível em ciclo combinado é de aproximadamente 39%. Novos materiais mais resistentes a temperatura para a construção de turbinas podem fazer com que haja um aumento da eficiência energética de turbinas a óleo combustível no futuro.

Turbinas multi-combustíveis são capazes de gerar eletricidade através de duas ou mais fontes, como gás natural e como óleo combustível, GLP e gás, lenha e óleo combustível ou hidrogênio e gás. O desenvolvimento destas tecnologias flex tende a diminuir os riscos de

suprimento e de preços. Tecnologias duais (gás-óleo) são largamente empregadas nos Estados Unidos como mecanismo de flexibilização de preços. Já no Japão, estas turbinas duais são utilizadas como forma de segurança de suprimento.

As pesquisas nesta área são atualmente voltadas para a melhoria de eficiência na utilização dos combustíveis utilizados, incluindo a melhoria do monitoramento e controle operacional. Tecnologias capazes de queimar hidrogênio e gás natural de forma eficiente estão previstas até 2010, com a implementação comercial prevista até 2015; também é esperado até 2015 plantas de IGCC³ com “zero emissão” através de turbinas a hidrogênio utilizando oxcombustíveis⁴ - ciclo rankine (DOE, 2005).

No Brasil, já existem inúmeros grupos de pesquisa atuando na P&D em turbinas a gás natural, visando diminuir a dependência do país na importação desta tecnologia. Uma iniciativa recente foi a Rede de Pesquisa e Desenvolvimento de Turbinas a Gás, com recursos do fundo setorial CTenerg. Existe pouco interesse em pesquisas com turbinas a óleo combustível por já serem tecnologias maduras e de baixo potencial futuro, devido principalmente a limitantes ambientais. Não há fabricante de turbinas a gás ou óleo combustível no Brasil.



4.1.2. Usinas Termelétricas a Gás Natural em Ciclo Combinado

Turbinas a gás podem ser utilizadas em ciclo aberto, ou em ciclo combinado para melhores eficiências na geração de eletricidade. Usinas de geração que utilizam o gás natural em ciclo combinado são equipadas com turbinas geradoras e recuperadores de calor provenientes dos gases de exaustão; o vapor produzido nos recuperadores de calor aciona turbinas a vapor para a produção de eletricidade adicional. De acordo com IEA (2006), usinas a gás natural em ciclo combinado correspondem a 38% da capacidade de geração com gás natural no mundo; 25% é através de usinas de ciclo aberto; caldeiras em geral são responsáveis por 36% e 1% restante através de motores de combustão interna.

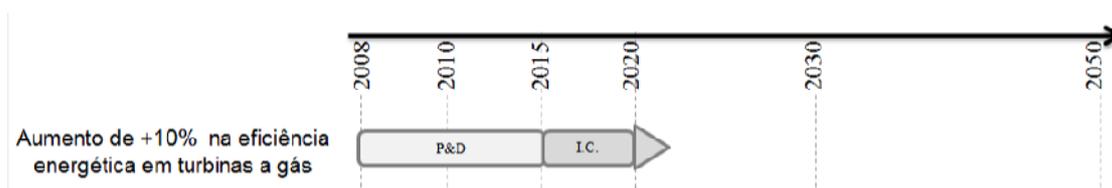
³ IGCC ou *Integrated Gasification Combined Cycle* é uma forma de cogeração na qual o calor produzido no processo de gaseificação (de biomassa, carvão ou outra fonte primária) é aproveitado para aquecer caldeiras que movimentam turbinas e geram eletricidade. Desta forma, a eficiência do processo é otimizada.

⁴ Utilizam oxigênio em substituição do ar para a combustão do combustível primário, com o objetivo de produzir um gás de combustão composto principalmente por vapor de água e CO₂.

Turbinas a gás em ciclo combinado vêm sendo largamente utilizadas no mundo (principalmente nos Estados Unidos e Europa). Turbinas de grande potência operando em ciclo combinado atingem atualmente 57% de eficiência na produção de eletricidade; novos avanços desta tecnologia já atingem 60% (IEA, 2006). Já as microturbinas (com capacidade médias de até 30 kW) conseguem apenas 25% de eficiência; estas turbinas podem ser utilizadas em residências e comércios, mas ainda estão em fase de melhoria de eficiência e diminuição dos custos para que atinjam viabilidade econômica. Espera-se que até 2020 a eficiência alcance entre 70-75% em grandes turbinas, com a adoção de novos materiais (cerâmicos) e reaquecimento (Macedo, 2003; EuRenDel, 2004). Por este motivo, a pesquisa de materiais que resistam a altíssimas temperaturas é importante para a melhoria de eficiência do ciclo (IEA, 2006). Unidades flexíveis, de tamanho médio (20-100 MW) para uso na indústria e grande comércio com inter-resfriamento e recuperação na compressão poderiam atingir eficiências da ordem de 65% (entre 2010-2020) e 70% (após 2020) (Macedo, 2003). Para microturbinas, espera-se a partir de 2020 eficiências na ordem de 30-35% também devido à utilização de novos materiais.

Em 2005, os custos de geração na Europa giraram em torno de EUR 35-45/MWh para grandes usinas a gás para a geração de eletricidade (SET-Plan, 2007). Empreendimentos termelétricos utilizando gás natural são menos capital intensivos quando comparados a usinas a carvão, no entanto são mais sensíveis a variações de preços do insumo (gás natural); o custo total de geração de eletricidade varia entre US\$ 40 e US\$ 60 por MWh⁵.

As pesquisas de usinas a gás natural em ciclo combinado se concentram no design das turbinas e melhorias de eficiência. O objetivo principal é a queima em temperaturas mais altas e o uso de reaquecimento, que aumenta a eficiência, mas também aumenta a formação de NOx. Inúmeros fabricantes estão também investigando a possibilidade de combustores mais avançados, incluindo combustores catalíticos. Outra área é o aumento de eficiências aerodinâmicas de componentes para reduzir o número de estágios dos compressores e turbinas (IEA, 2006).



4.1.3. Cogeração a Gás Natural

A cogeração consiste na produção simultânea de energia térmica e energia elétrica a partir de um único combustível, no caso, o gás natural. O calor que seria dissipado é

⁵ O preço do gás natural nos países desenvolvidos girou em torno de US\$ 7 por MBtu no final de 2006 (IEA 2007b).

recuperado dos gases de escape e produz vapor, ar quente e refrigeração, que podem ser utilizados nos processos industriais (gerando mais energia elétrica e água gelada, por exemplo). A cogeração a gás natural na produção de eletricidade e vapor tem eficiência de 75-80%, ao contrário de geradores estacionários a gás natural ou diesel, cuja eficiência não passa dos 30% (SET-Plan, 2007).

Esta tecnologia já pode ser considerada madura, com desenvolvimentos pontuais para a redução de custos e aumento gradual da eficiência. O desenvolvimento de novos materiais pode, num futuro próximo, fazer a eficiência global do sistema aumentar.

No Brasil, a cogeração a gás natural não obteve ainda o desenvolvimento esperado por uma série de fatores, como por exemplo, a necessidade de importação de equipamentos; a falta de uma regulação específica para o setor; preços do gás natural; escassez temporária de gás natural; falta de mecanismos de flexibilização de oferta e demanda de gás; competição com eletricidade gerada basicamente através de hidrelétricas, cujo insumo básico é a água (custo variável=0).

4.1.4. Carvão Pulverizado: usinas supercríticas e ultra-supercríticas

No mundo, 97% da capacidade de geração de eletricidade de usinas a carvão é via carvão pulverizado (85% subcrítico, 11% supercrítico e 2% ultra-supercrítico). 2% é através do leito fluidizado subcrítico (atmosférico circulante) e menos de 0,1% utiliza a gaseificação em ciclo combinado (ainda experimental). Os custos de geração de eletricidade através de carvão variam entre US\$ 20 e US\$ 60 por MWh; sendo mais capital intensivo e menos sensível a variação de preços do combustível quando comparado com gás natural e derivados de petróleo (IEA, 2006). Usinas do tipo carvão pulverizado são conhecidas por PCC, cuja origem é a língua inglesa (*Pulverized Coal Combustion*).

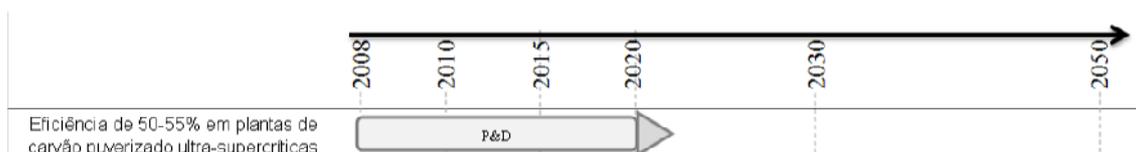
A eficiência das usinas a carvão em operação atualmente estão em torno de 35%, com os extremos inferiores e superiores China (33%) e Japão (42%). A tecnologia usual na produção de eletricidade a partir de carvão pulverizado são as tecnologias subcríticas e supercríticas de carvão pulverizado⁶ (IEA, 2006).

Esta tecnologia pode ser considerada madura, sendo que atividades de P&D nesta área concentra esforços em materiais que suportem altas temperaturas e pressões na produção supercríticas e ultra-supercríticas. Custos atuais de geração nos Estados Unidos giram em torno de US\$ 3,5 centavos/kWh com esta tecnologia. Espera-se que com novas tecnologias de desulfurização de carbono e gaseificação em ciclo combinado os custos caiam para menos de US\$ 3,0 centavos/kWh. O preço médio da tonelada de carvão nos Estados Unidos terminou 2006 em aproximadamente US\$ 70,00 por tonelada (IEA, 2007b). A eficiência

⁶ Usinas de carvão supercrítico e ultra-supercrítico são definidas pela temperatura de vapor. Plantas supercríticas utilizam vapor a 540 °C e acima, enquanto ultra-supercríticas a 580 °C e acima.

na produção de eletricidade em novas usinas do tipo PCC gira em torno de 43%. De acordo com IEA (2007), em mais dez anos a eficiência destas usinas estará em torno de 50%.

A eficiência de unidades de carvão pulverizado ultra-supercríticas pode atingir valores entre 50-55% até 2020. Os maiores desafios para as tecnologias de carvão pulverizado supercríticas e ultra-supercríticas de ciclo a vapor são a metalurgia (novos aços para a tubulação das caldeiras e ligas de aços especiais que minimizem a corrosão) e controle de processo (IEA, 2007).



4.1.5. Gaseificação Integrada em Ciclo Combinado de Carvão- IGCC

A tecnologia de gaseificação de carvão em ciclo combinado possui basicamente quatro etapas: 1) Gás combustível é gerado através de combustível sólido (no caso o carvão) que reage com vapor a altas temperaturas com um oxidante num ambiente redutor; 2) O combustível gasoso é filtrado e limpo, removendo materiais particulados, enxofre e componentes de nitrogênio; ou é resfriado para produzir vapor e então ser limpo de maneira convencional; 3) o gás combustível é queimado numa turbina a gás para a produção de eletricidade; e 4) o calor residual dos gases de exaustão proveniente da turbina é recuperado numa caldeira de recuperação (para gerar de vapor); o vapor adicional é utilizado na geração adicional de eletricidade numa turbina a vapor (IEA, 2006).

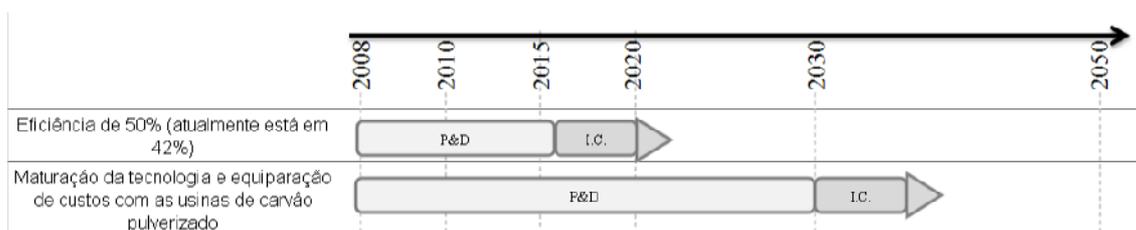
A Gaseificação Integrada em Ciclo Combinado (IGCC) está rapidamente emergindo como uma das tecnologias mais promissoras na geração de eletricidade que utiliza combustíveis sólidos e líquidos de baixa qualidade e é capaz de satisfazer as condições mais restritas de emissões de gases. Com a captura de carbono, a tecnologia de IGCC pode atingir níveis zero de emissões. As características principais da IGCC são os altos investimentos de capital quando comparadas a turbinas de ciclo pulverizado (25% a 45% maiores), alta taxa de eficiência na conversão (quando carvão de boa qualidade é utilizado), baixo custo de controle de NOx e SOx. A tecnologia está ainda num estágio inicial de desenvolvimento, com apenas duas plantas piloto nos EUA e Europa e mais uma em fase de conclusão no Japão.

Numa usina do tipo IGCC, tipicamente de 60-70% da potência é proveniente de turbinas a gás, por isso o desempenho dos sistemas é dependente do desenvolvimento destas turbinas.

Atualmente a eficiência destas turbinas (sem considerar o ciclo combinado) está em 42% (fase de implementação comercial). Nos próximos 10 anos, espera-se que a eficiência alcance 50% na implementação comercial (IEA, 2006).

Espera-se que as tecnologias de IGCC estejam no estágio de implementação comercial a partir da década de 2030, quando haverá a maturação desta tecnologia e redução da diferença de custos com as usinas de carvão pulverizado e com uma vantagem óbvia em termos ambientais (WEC, 2006). De acordo com EuRenDel (2004), a viabilização desta tecnologia se dará no longo prazo.

Os principais desafios para a adoção desta tecnologia são a baixa viabilidade econômica, alto custo de capital e competição com outras tecnologias de baixas emissões de CO₂ e outros problemas técnicos ainda não resolvidos (IEA, 2006).



4.1.6. Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC) e Pressurizado (PFBC)

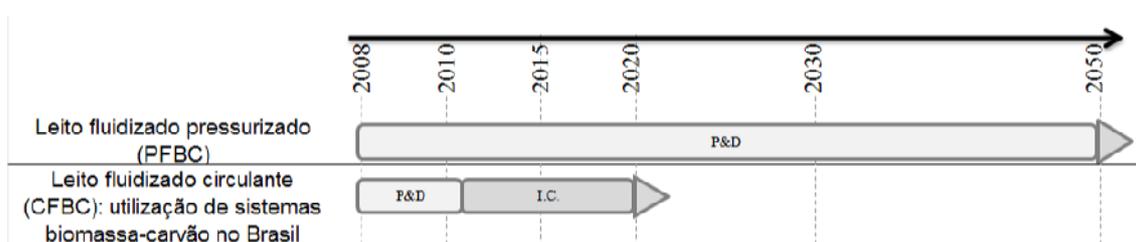
Um leito fluidizado é composto pelo combustível e materiais do leito, como areia e cinzas na câmara de combustão. O leito se torna fluidizado quando ar sopra para cima numa velocidade suficiente para levá-lo. A temperatura de queima do carvão é bem menor do que a do carvão pulverizado (aproximadamente 800 °C), sendo menor do que a temperatura de formação de NO_x, que é de 1200 °C (WEC, 2006); a formação de SO₂ é capturada por um absorvente (cal ou dolomita) (IEA, 2006) .

A tecnologia de leito fluidizado circulante (CFBC) utiliza-se de altas velocidades relativas na fluidização do carvão; o material sólido é separado do gás nos ciclones quentes e re-circulado. Outra opção, utilizada para a captura de CO₂, é a operação do leito fluidizado com O₂ (oxicombustão) ao invés de ar⁷ (IEA, 2006). Atualmente são competitivos apenas quando utilizados em conjunto (carvão e biomassa); o carvão, nesta situação, serve como um mecanismo de flexibilização (WEC, 2006). Há tecnologias comerciais, muito difundidas, para sistemas atmosféricos de leito circulante (CFBC) para carvão de baixa qualidade (até 250 MW); são sub-críticos (Macedo, 2003). Usinas de CFBC são construídas preferencialmente em regiões onde o carvão possui um baixo poder calorífico para a geração de eletricidade (lígneos ou betuminosos); este tipo de carvão (100%) é encontrado nos estados do Sul do país (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a; BP, 2007). De acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do setor acredita que tecnologias de combustão mista (carvão e biomassa) estarão em fase de implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização

⁷ Maiores detalhes na seção 4.3.4.

generalizada da tecnologia) entre 2011 e 2020 no Brasil. A eficiência das usinas de CFBC são similares as de carvão pulverizado, por utilizarem turbinas a vapor em condições similares.

No leito fluidizado pressurizado (PFBC), os sistemas de caldeiras são pressurizados entre 15 e 20 bar. O sistema ainda é custoso e complexo, sendo de 60% a 80% mais caro do que as tecnologias convencionais de carvão pulverizado. A implementação comercial desta tecnologia não aparenta viabilidade até 2050 (WEC, 2006). Resultados do Delphi realizado pelo EuRenDel (2004) também apontam nessa direção e evidenciam a viabilidade desta tecnologia somente no longo prazo.



4.1.7. Tecnologias de Reatores Nucleares Avançados: terceira e quarta gerações

A geração I de usinas nucleares foi utilizada nos anos 50 e 60 como protótipos. A geração II surgiu nos anos 70 em larga escala comercial e ainda estão em operação.

A vasta maioria (90%) das usinas nucleares utiliza água como líquido refrigerante; o calor gerado do urânio dentro do reator é transferido para esta água. Reatores de água leve (*light water reactors* – LWR) utilizam água normal como refrigerante, que toma a forma de vapor (LWR comuns); ou água pressurizada em reatores de água pressurizada (*pressurized heavy water reactor* – PHWR). Num reator tipo PHWR, a água pressurizada em *loop* no circuito primário é utilizada para transferir calor para um circuito secundário em *loop*, gerando vapor. O restante (10%) são reatores refrigerados a gás (*gas-cooled reactors* – GCR), *graphite-moderated water cooled reactor* (GWCR) ou *fast-breeder reactors* (FBR). Reatores do tipo FBR ainda necessitam de mais pesquisa, entretanto, sua eficiência na utilização do urânio é de 30 a 60 vezes maior; um FBR pode converter mais U-238 em combustíveis utilizáveis (neste caso plutônio) do que o reator consome. O combustível deve ser reprocessado antes que o plutônio e o U-235 remanescentes possam ser reutilizados (IEA, 2006).

As linhas de pesquisa no mundo sobre reatores são vastas e conduzidas em grande parte por empresas privadas.

A geração III foi desenvolvida nos anos 90 com *designs* mais evoluídos e melhoria na segurança e custos.

O custo da geração de eletricidade através de novas usinas nucleares está atualmente entre US\$ 30 e US\$ 57 por MWh (IEA, 2007a).

Entre 2010 e 2020, a energia nuclear poderia aumentar sua presença no mundo através da adoção da geração III de reatores de água leve (*advanced light water reactors* – ALWR). Existem inúmeras companhias que desenvolvem atualmente reatores com diferentes designs no mundo; destaque para a empresa francesa AREVA, que alcançou um padrão mínimo de eficiência de 36% em reatores do tipo LWR (pressurizados ou não). Outro tipo de reator que ainda faz parte da chamada geração II são os reatores de água pesada (*heavy water reactor* – HWR), que podem também utilizar o tório como combustível nuclear (destaque para o Canadá e Índia) (IEA, 2006).

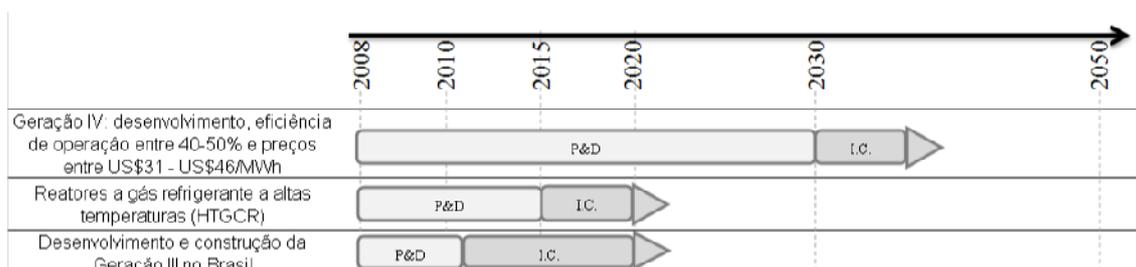
A chamada geração III+ utiliza reatores refrigerados a gás em altas temperaturas (*high-temperature gas-cooled reactors* – HTGCR) e já pode estar disponível a partir de 2015 (IEA, 2006).

A quarta geração de energia nuclear (GEN-IV) está sendo desenvolvida através de uma cooperação internacional (que inclui o Brasil), visando melhorar ainda mais aspectos de segurança e economia, minimizando também os resíduos nucleares (IEA, 2007a). Os tipos de reatores pesquisados desta geração são: 1) Reatores de sal derretido (*molten-salt reactors* – MSC); 2) Reatores de água supercríticas (*supercritical water reactor* – SCWR); 3) Reatores de temperaturas muito altas (*very high temperature reactors* – VHTR); 4) Reatores de alimentação rápida com metal líquido refrigerante (*liquid-metal-cooled fast reeder reactors* – LMCFR); e 5) Reatores rápidos refrigerados a gás (*Gas-cooled fast reactor* - GCFR) (IEA, 2006).

A quarta geração (GEN-IV) é prevista para entrar em operação comercial a partir de 2030, com uma eficiência de operação entre 40-50%. A estimativa de preços da geração elétrica após a construção da primeira usina da GEN-IV é algo entre US\$ 31-US\$ 46 por MWh. A pesquisa de materiais que suportem altas temperaturas também é importante para o aumento da eficiência do ciclo nuclear (IEA, 2007a).

No Brasil, as usinas de Angra I (reator Westinghouse), Angra II e III (reatores Siemens) são do tipo PWR (*pressurized water reactor*); as únicas em operação são Angra I e II, Angra III está parcialmente construída.

No Brasil, de acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do setor acredita que tecnologias de reatores avançados (tipo PWR e IRIS - *International Reactor Innovative and Secure*) estarão disponíveis comercialmente (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) entre 2011 e 2020.

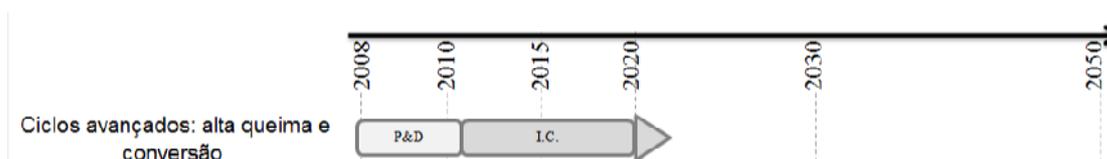


4.1.8. Produtividade do Ciclo do Combustível Nuclear: ciclos avançados

Com a tecnologia atual, as reservas provadas de urânio no mundo seriam suficientes para 85 anos de produção de eletricidade. Tecnologias de ciclos de reatores novos podem estender essas mesmas reservas para 2500 anos. O preço do urânio enriquecido aumentou consideravelmente, de US\$ 13/kg para US\$ 95/kg no período entre 2001 e 2006, devido principalmente a expectativa da retomada da energia nuclear para a geração elétrica no mundo (IEA, 2007a).

Ciclos avançados de combustível nuclear com alta queima e altas taxas de conversão estão sendo pesquisados em conjunto com a geração IV de reatores, considerando-se também aspectos de reciclagem de combustível e gestão de resíduos atômicos.

No Brasil, de acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do setor acredita que ciclos avançados de combustível nuclear (alta queima e conversão) estarão disponíveis comercialmente (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) entre 2011 e 2020.



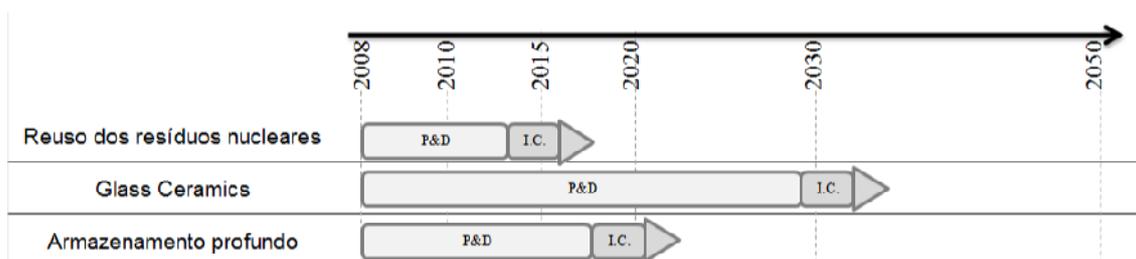
4.1.9. Gestão de Resíduos Nucleares

As descargas anuais de combustível gasto nos reatores do mundo totalizam aproximadamente 10.500 toneladas métricas do metal pesado (t HM) por ano. Duas estratégias diferentes estão sendo utilizadas para trabalhar o combustível nuclear gasto. Na primeira estratégia, o combustível gasto é reprocessado para extrair o material (urânio e plutônio) formando um combustível misturado novo. Aproximadamente um terço do combustível utilizado no mundo é reprocessado. Na segunda estratégia, o combustível gasto é considerado como resíduo e armazenado durante a eliminação.

Atualmente a China, França, Índia, Japão, Rússia e o Reino Unido reprocessam o resíduo ou então armazenam para futuro reprocessamento. Canadá, Finlândia, Suécia e os EUA atualmente optaram pela eliminação direta, embora em fevereiro de 2006 os EUA anunciaram uma parceria com a *Global Nuclear Energy Partnership* (GNEP), que inclui o desenvolvimento de tecnologias avançadas de reciclagem para uso nos EUA. A maioria dos países não decidiu ainda qual estratégia adotar. Atualmente estão armazenando o resíduo do combustível gasto e estão mantendo os desenvolvimentos associados com ambas alternativas.

Japan Nuclear Fuel Ltd. (JNFL) tem executado testes na planta de *Rokkasho Reprocessing Plant* (RRP) desde março de 2006, o produto final da planta de Rokkasho é um pó de MOX (*mixed oxide fuel*), um óxido misto de urânio e plutônio, que está sendo avaliado. O desenvolvimento de novos processos de reciclagem também está ocorrendo, por exemplo, o processo de UREX+ nos EUA para reciclar combustível nuclear gasto, sem separar o plutônio puro (IAEA, 2007; WEC, 2007).

A transformação de resíduos nucleares em resíduos cerâmicos é outra opção que tem sido pesquisada. O timeline abaixo baseia-se em EuRenDel (2004).



4.1.10. Fusão Nuclear

A fusão é basicamente um processo nuclear que libera enorme quantidade de energia ao se juntar dois elementos químicos leves, no caso isótopos de hidrogênio. É o processo que ocorre no interior do sol. Todas as técnicas de fusão controlada baseiam-se no aquecimento, no confinamento do plasma e controle da fusão nuclear. No caso das estrelas, o confinamento é realizado por meio da gravidade. As outras duas alternativas são por meio do confinamento magnético ou utilizando lasers.

Os isótopos de hidrogênio são o deutério (um próton e um nêutron no núcleo) e trítio (um próton e dois elétrons), resultando como produtos da fusão hélio e liberação de energia. As matérias-primas para obtenção dos isótopos são água e lítio. Este último é encontrado em abundância. O deutério é encontrado na água (será utilizada água do mar) e o trítio, apesar de não existirem reservas naturais dele, pode ser formado a partir do lítio, inclusive in situ nos reatores de fusão (European Commission, 2007). Somente o trítio é radioativo, com uma meia vida de 12,6 anos. Ele será utilizado dentro do próprio reator como combustível para a fusão juntamente com o deutério. Medidas de segurança devem ser utilizadas para evitar seu vazamento. Estudos extensivos têm mostrado que a fusão nuclear possui características inerentes de segurança e ambientais (IEA, 2006).

Há pelo menos dois paradigmas tecnológicos atualmente: confinamento magnético e a laser. O primeiro possui pelo menos 20 anos de experiência com uma série de equipamentos experimentais que resultaram em importantes avanços. Já a última é uma rota relativamente recente (*fast ignition*), havendo uma grande expectativa em torno de seus resultados tanto em termos de custo, de geração de energia e operacional, como será visto mais adiante.

A fusão nuclear tem se destacado nos últimos anos através de cooperação internacional em investimentos em P&D por se mostrar uma alternativa de grande potencial para a geração de elevadas quantidades de energia no futuro (virtualmente inesgotável, segura e livre de emissões) juntamente com a economia do hidrogênio, uma vez demonstrada cientificamente e tecnologicamente. Sua implantação em escala comercial, entretanto, não é vislumbrada até 2050 (IEA, 2006).

Também conhecida como fusão inercial, a produção de energia através dessa alternativa foi provada tecnicamente nos anos 80. Nos próximos 10-15 anos espera-se que as rotas tecnológicas para realização da fusão controlada possam ser demonstradas.

A comunidade internacional está apostando no desenvolvimento da fusão nuclear controlada. Ela vem recebendo grandes somas de recursos para P&D, novos empreendimentos relevantes e de maior escala serão construídos e entrarão em funcionamento nos próximos 10 anos, um centro de pesquisa internacional em fusão nuclear será construído nos próximos anos e há esforços para maior cooperação internacional na área. O Brasil também está se articulando melhor com a criação de redes de pesquisa e infraestrutura laboratorial cooperativas e mais recursos para P&D.

Por outro lado, de acordo com EurEnDel (2004a), há uma grande incerteza no potencial da tecnologia, o que se reflete no fato de que ao menos um quarto dos respondentes da pesquisa acreditam que ela nunca será utilizada na prática.

O desenvolvimento da tecnologia é de longo prazo. De acordo com o IEA (2006), não é provável sua implantação comercial até 2050. Já os especialistas consultados pelo estudo da EurEnDel (2004a) prevêem que a tecnologia de confinamento magnético não estará em funcionamento prático antes de 2040.

A viabilidade econômica dos reatores a fusão ainda é desconhecida, pois dependerá de desenvolvimentos tecnológicos e de uma configuração incerta da matriz energética nas próximas décadas, de acordo com Ricardo Galvão, diretor do Centro Brasileiro de Pesquisas Físicas (CBPF) e membro do Conselho Internacional de Pesquisa em Fusão⁸. Para ele, dificilmente os reatores a fusão entrarão em operação nos sistemas energéticos antes de meados deste século.

As eficiências ainda são baixas, pois o que se produziu de energia até hoje foi menor do que a energia necessária para gerar o processo. No entanto, no médio prazo estima-se atingir um fator de multiplicação de 10 e no longo prazo há expectativas desse valor atingir valores entre 30 e 40.

⁸ <http://www.carbonobrasil.com/simplenews.htm?id=118929>. Acessado em 26/02/2008.

O Brasil já vem realizando pesquisas na área há cerca de 30 anos, com grupos de cientistas em várias instituições.

Em 2006 foi criada a Rede Nacional de Fusão (RNF) através de portaria do Ministério da Ciência e Tecnologia⁹. A RNF pretende coordenar, avançar e ampliar as atividades científicas e tecnológicas da fusão nuclear controlada no país, estabelecer prioridades e gerenciar as colaborações internacionais.

Com a RNF, o Brasil pretende desenvolver tecnologias próprias e ingressar no esforço internacional que busca viabilizar o uso da fusão nuclear em larga escala, permitindo com isso “estabelecer a capacitação científica e técnica necessária para adotar esta fonte de energia primária na matriz energética do país, caso esta opção venha a se mostrar economicamente atrativa no futuro”¹⁰. No final de 2007 houve uma primeira chamada para projetos relacionados à fusão nuclear controlada no país.

Quanto à participação do país na construção de reatores tokamaks, o primeiro reator desse tipo na América Latina foi construído no Laboratório de Física de Plasmas da Universidade de São Paulo, que operou de 1981 a 1992. Três reatores tokamak estão em operação atualmente no Laboratório da USP, no Laboratório Associado de Plasmas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e no Laboratório de Plasmas da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp)¹¹. Esses três laboratórios de plasmas (USP, INPE e UNICAMP) se tornarão um único grupo, formando o núcleo do Laboratório Nacional de Fusão (LNF), cuja construção estará pronta em três anos (Mashida, 2008). De acordo com Mashida (2008), “participação direta no projeto ITER [*The International Thermonuclear Experimental Reactor*. Ver seção Confinamento magnético] por parte do Brasil seria muito difícil neste momento, porem vários projetos de intercâmbio e de cooperação são e deverão ser implementados”.

Há várias barreiras e desafios diante destas tecnologias. Uma delas é controlar o processo de fusão continuamente. Desde a entrada em operação, em 1983, da maior planta de fusão nuclear do mundo (JET – Joint European Torus), conseguiu-se controlar a produção de 5 MW por 5 segundos (European Commission, 2007). Estima-se que o mais novo experimento (ITER, ver seção Confinamento magnético), previsto a entrar em operação em 2016, produzirá energia a níveis maiores que 100 MW por 8 minutos (Dunne et alli, 2007).

Outra grande barreira é aquecer o plasma a temperaturas acima de 100 milhões de °C, aproximadamente dez vezes maiores do que as do sol. A partir do momento que o processo de

⁹ Portaria MCT nº 870, de 21.11.2006 (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/43859.html>).

¹⁰ Art. 2º da Portaria MCT nº 870, de 21.11.2006.

¹¹ <http://www.carbonobrasil.com/simplenews.htm?id=118929>. Reportagem de 4/2/2006. Acessada em 26/02/2008.

fusão é iniciado, a energia liberada alimenta o processo. A razão entre a energia produzida e a requerida pelo processo chama-se fator de multiplicação (Q). Atualmente, conseguiu-se um fator de multiplicação unitário, ou seja, a energia liberada foi a mesma energia necessária para alimentar o processo (Sauthoff, 2006). Estima-se que o ITER (vide seção Confinamento magnético) terá um fator de 10 e que reatores no futuro apresentarão valores variando entre 30 e 40 (European Commission, 2007; Sauthoff, 2006).

Confinamento magnético

Esta rota tecnológica é a que tem maior tradição e baseia-se em confinar o plasma de hidrogênio, formado por corrente ôhmica, ondas de radiofrequência e/ou feixes de partículas, dentro de um campo magnético induzido, uma vez que o plasma é um estado da matéria eletricamente carregado. A energia cinética dos nêutrons liberados da reação de fusão é transformada em energia térmica em paredes de captura quando, então, é utilizada em um ciclo de turbina a vapor.

A experiência internacional com plantas experimentais remonta há quase três décadas. A maior delas¹² iniciou suas operações em 1983, no Reino Unido, e servirá de base para o segundo maior projeto em cooperação internacional, desde a Estação Espacial: o ITER. O ITER será o primeiro reator experimental (protótipo) a ser construído perto da escala comercial para demonstrar a viabilidade científica e técnica da geração de eletricidade através da fusão nuclear (IEA, 2006; European Commission, 2007). Será localizado na cidade de Cadarache, no sul da França.

Sua potência total será de 500 MW, com vida útil prevista de 35 anos e um fator de multiplicação igual a 10. O reator será do tipo tokamak. É um projeto internacional envolvendo China, União Européia, Suíça, Índia, Japão, Coreia do Sul, Rússia e Estados Unidos. Estima-se um custo total de € 10 bilhões durante os 35 anos do projeto.

O ITER será complementado com a construção e operação do IFMIF (*International Fusion Materials Irradiation Facility*) e posterior construção de uma planta de demonstração para geração de eletricidade (DEMO – *Fusion Demonstration Reactor*).

A principal meta do IFMIF é gerar um banco de dados de irradiação de materiais necessários para o projeto, construção, licenciamento e operação segura do Reator de Demonstração da Fusão (DEMO).

O início da entrada em operação do IFMIF está previsto para 2017, com operação em plena capacidade em 2020 (ESFRI, 2006). Os custos de construção e operação anual estimados são de, respectivamente, € 855 milhões e € 80 milhões (European Commission, 2007).

¹² JET – The Joint European Torus.

Está previsto também para 2008 a construção no Japão do Centro Internacional de Pesquisa em Fusão Nuclear.

Fusão inercial confinada

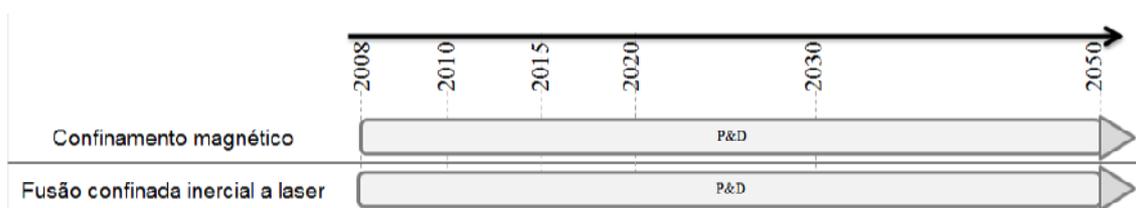
Prevê-se ser demonstrada cientificamente em laboratório entre 2010-2012. Essa alternativa passou a recuperar seu destaque na área após ganhos de eficiência energética na tecnologia de lasers. Baseia-se na compressão de cápsulas de combustíveis (deutério e trítio) através de lasers de altíssima potência e ignição do processo de fusão, podendo ser feita por compressão, ou ignição espontânea (analogamente aos motores a diesel), ou ignição por “faísca” através de um pulso de laser, ou ignição rápida – “fast ignition” (como em motores a álcool). A produção de energia por fusão inercial foi provada nos anos 80 e sua demonstração em laboratório utilizando laser está prevista para o período 2010-2012 (Dunne et alli, 2007).

Até o momento a pesquisa em fusão inercial tem se limitado ao setor de defesa devido à escala das instalações dos lasers necessária para iniciar o processo. Com o advento da ignição rápida (“fast ignition”), reduz-se a escala das instalações numa ordem de 10 e, conseqüentemente, o uso de energia e custos.

A União Européia está liderando um programa internacional para a construção de um sistema a laser de larga escala projetado para demonstrar grande produção de energia por fusão nuclear utilizando ignição rápida: *High Power Laser Energy Research Facility – HiPER*. O projeto envolve mais de 70 cientistas de 11 países da União Européia (Alemanha, Espanha, França, Grécia, Itália, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Rússia, Suécia) e cooperações com programas dos EUA, Japão, Coréia do Sul, China e Canadá. O principal candidato para receber as instalações do programa é o Reino Unido.

O início da entrada em operação do HiPER está previsto para 2015. Os custos de construção e operação anual estimados são de, respectivamente, € 850 milhões e € 80 milhões (ESFRI, 2006).

Não há atividade em fusão confinada inercial por laser no Brasil (Galvão, 2008) e o país não está participando de iniciativas internacionais como o HiPER até o momento, apesar de possuir competência na área de sistemas de laser de potência, como no caso do IPEN (Vieira Junior, 2008).



4.1.11. Hidrogênio: células a combustível

Células a combustível (CaC) requerem ainda bastante atividade de PD&D para atingirem patamares de viabilidade comercial. Sistemas de CaC a gás natural para geração distribuída ou sistemas de back-up possuem atualmente projetos de demonstração e são utilizados em determinados nichos (IEA, 2006).

As CaC são tecnologias a serem utilizadas em mercados de cogeração de pequena escala, como no setor residencial e comercial, competindo com outras tecnologias como motores Stirling e de combustão interna. Os sistemas de CaC atualmente em desenvolvimento variam de 1 a 4 kW e possuem uma razão eletricidade-calor alta. Para se tornarem competitivas nos setores comercial e residencial, seus custos de capital devem ser reduzidos para US\$ 1.350/kW¹³ (IEA, 2006).

Duas são as principais barreiras: aumento da eficiência das plantas e elevado custo de capital (IEA, 2007c).

Há uma recente tecnologia de CaC com grande potencial de utilização no Brasil, a qual utiliza etanol diretamente, sem a necessidade de reforma, chamada DEFC (*Direct Ethanol Fuel Cell*). É uma subcategoria da CaC do tipo PEM¹⁴ e o catalisador a ser utilizado não contém metais demasiadamente caros, como a platina, mas compostos de ferro, níquel, cobalto, o que deverá reduzir bastante seus custos de produção. O Roteiro brasileiro para a economia do hidrogênio (ver seção Estágio de desenvolvimento no Brasil) estabelece como alto grau de prioridade o desenvolvimento da DEFC (Gosmann, 2006). O Roteiro ainda está em sua versão preliminar no MME e prevê-se que em 2009 ou 2010 deverá ser publicado, inclusive com os marcos temporais de desenvolvimento da tecnologia.

4.1.12. Geração Hidráulica

A hidroeletricidade continua sendo a energia renovável mais desenvolvida no mundo. É responsável por 85% da produção de energia renovável e é a que apresenta menor custo de tecnologia de geração disponível.

Em 2004, grandes usinas hidráulicas representavam 772 GW de capacidade total e 16% do total de energia elétrica produzida no mundo, totalizando 2.809 TWh de um total de 17.408 TWh (IEA, 2006).

¹³ Os custos de capital de CaC do tipo PEM são da ordem de US\$ 3.000 -4.000/kW, conforme estipulado por Lipman et alli (2004).

¹⁴ Proton Exchange Membrane.

No Brasil, a importância da hidroeletricidade é significativamente maior que na grande maioria dos países e continuará a ser a mais importante fonte de eletricidade no país nas próximas décadas.

O desenvolvimento de modelos para previsão e vazão dos reservatórios com base em modelos climáticos e meteorológicos, levando-se em consideração os usos múltiplos da água, é uma das áreas que merece crescente atenção. Além disso, existe a necessidade de desenvolvimento e uso de modelagem, monitoração e diagnóstico de hidrogeradores de grande e pequeno porte, melhoramentos nos processos de construção, recuperação e operação de barragens (Macedo, 2003).

Pesquisas nos Estados Unidos são voltadas para: 1) desempenho e produção: design de turbinas, considerando-se todo o sistema energético; 2) Questões ambientais: redução na mortalidade dos peixes; 3) O&M inovadores: modelo de tomada de decisão baseado no monitoramento e controle; 4) Valores Multi propósitos: modelos para a quantificação dos custos e benefícios de serviços ancilares; 5) Recursos Humanos: desenvolvimento de competências e transferência de tecnologias¹⁵.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's)

Ainda existem divergências sobre definições de PCHs. De acordo com a ESHA (*European Small Hydro Association*), a Comissão Europeia e a UNIPEDE (*International Union of Producers and Distributors of Electricity*), PCH refere-se a unidades com potência instalada superiores a 10 MW. No entanto, o limite na Itália é de 3 MW, 8 MW na França e 5 MW no Reino Unido. Existe também o termo “Mini-hydro” que compreende unidades de 100 kW e 1 MW ou para se referir a unidades na faixa de 100-300 kW que alimentam cargas locais e não estão interligadas na rede de distribuição e são usualmente utilizadas para áreas rurais (Bobrowicz, 2006). No Brasil, desde 1998, a capacidade das PCH foi definida como < 30 MW (WEC, 2007).

A capacidade instalada mundial de PCHs é superior a 60 GW, sendo que a maior parte desta capacidade está na China. Outros países estão se empenhando na instalação de PCH, como Austrália, Canadá, Índia, Nepal e Nova Zelândia.

A maioria dos projetos é para fornecimento a pequenas vilas, sem conexão a rede principal, substituindo pequenos geradores a diesel. As plantas modernas são automatizadas e não necessitam de um operador permanente. As principais barreiras são sociais e econômicas e não técnicas.

¹⁵ Site do DOE: http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/hydro_rd.html acesso em 17/03/2008.

As pesquisas recentes tem focado na incorporação de novas tecnologias e métodos operacionais e, principalmente, na redução dos impactos ambientais, cuidados com peixes e uso da água (InterAcademy Council, 2007).

Turbinas para Baixas Quedas

A unidade geradora tipo Bulbo, para baixas quedas, é composta por uma turbina hidráulica Kaplan de eixo horizontal acoplada a um gerador síncrono também horizontal que se encontra dentro de uma cápsula metálica estanque, bulbo, totalmente imersa no fluxo hidráulico. Como o gerador elétrico e os mancais encontram-se enclausurados, os espaços disponíveis para circulação e manutenção dentro da unidade são exíguos, exigindo das equipes de montagem, operação e manutenção especial atenção quanto ao planejamento das intervenções.

Ao longo do tempo, diversas unidades Bulbo foram sendo construídas, com potências e dimensões cada vez maiores, culminando, em 1989, com a entrada em operação da unidade de Tadami, no Japão, com 65,8 MW de potência, queda de 19,8 m e diâmetro do rotor igual a 6,70 m. Até os dias de hoje esta é a unidade Bulbo de maior capacidade instalada. As unidades destinadas à Usina de Jirau com 75 MW passarão a ser, portanto, as de maior capacidade em todo o mundo.

Existem diversos desafios ligados à construção das usinas do rio Madeira. Serão mais de 80 unidades de turbinas Bulbo a serem fornecidas, transportadas, montadas e comissionadas na região Norte do Brasil. Existe até a possibilidade de implantação de uma fábrica de hidrogeradores bulbo na região para facilitar o fornecimento de tais equipamentos, com a conseqüente criação de um número expressivo de postos de trabalho. O projeto das usinas do rio Madeira será inovador pela utilização de equipamentos ainda não existentes no parque gerador de FURNAS, como também pelo grande número de unidades a serem instaladas. Não só equipes de projeto de FURNAS estão sendo capacitadas, mas também esta empresa está se preparando para a formação de equipes especializadas em montagem, operação e manutenção de usinas hidrelétricas utilizando unidades geradoras do tipo Bulbo (FURNAS, 2005).

No plano energético, o projeto do Rio Madeira se dispõe a substituir energia térmica utilizada na região por quatro hidrelétricas. As duas primeiras seriam Santo Antônio (capacidade de 3.150 MW), Jirau (3.300 MW), localizadas entre Porto Velho e Abunã, em território brasileiro. As demais, dependendo de estudos de impacto ambiental e viabilidade, seriam uma Binacional no Rio Guaporé, com 3.000 MW, entre Abunã e Guarajá-Mirim, na fronteira entre Brasil e Bolívia; e outra em Cachoeira Esperança, com 800 MW, no território boliviano (VEJA, 2007)

Os gargalos tecnológicos para o desenvolvimento de turbinas para baixas quedas no Brasil apontados em Tiago Filho (2007) são:

- Desenvolvimento de turbinas com altas rotações específicas fixas
- Inexistência de instalações laboratoriais adequadas aos estudos e desenvolvimento de grupos geradores para centrais de baixas quedas
- Fornecimento de geradores com baixíssimas rotações e potências menores
- Desenvolvimento de dispositivos mais adequados para o barramento de cursos de água de baixas declividades
- Estudo de turbinas amigáveis aos peixes
- Estudos de mecanismos de transposição de peixes
- Implantação de sistemas de controle e de alarme de cheia
- Escassez de fornecedores com tecnologia confiável

Turbinas hidrocínéticas

Uma turbina hidrocínética funciona através da energia cinética que se origina da passagem de água pelo rotor. Este tipo de turbina pode ser ancorado no fundo do rio ou colocado em balsa. À medida que a água passa pelo rotor da máquina produz-se uma força, fazendo-a girar. Dessa forma, através de um sistema de polias e correias, o gerador é acionado, produzindo-se energia, tal como é o funcionamento de uma central comum. Para se desenvolver uma central geradora com turbina hidrocínética, não há necessidade de que o empreendimento tenha quedas d'água e não há necessidade de se construir casa de máquinas, dutos e barragem, já que este tipo de turbina não exige queda d'água. Por isso, esse empreendimento reduz o impacto ambiental a níveis aceitáveis.

Uma das propostas de pesquisa foi o desenvolvimento de turbinas para baixas potências do tipo axial, que se caracteriza por ser fixada à uma balsa. Além disso, uma segunda proposta seria a turbina hidrocínética axial com rotores em série, desenvolvida por pesquisadores da UNIFEI na década de 90, que possui um difusor para dirigir melhor o escoamento da água no rotor e aumentar o rendimento da máquina. Há também a presença de uma pequena grade no rotor para evitar que o material carregado pelo rio o atinja.

Além da turbina hidrocínética axial, os pesquisadores estão partindo para o desenvolvimento de uma turbina helicoidal. Esta permite que haja um eixo vertical, com um melhor arranjo físico, minimizando os esforços mecânicos nos mancais. A turbina hidrocínética helicoidal também permite maior tomada de água e, conseqüentemente, a geração de uma potência maior (UNIFEI, 2008).

Maior eficiência e melhoria nos impactos ambientais

As exigências da legislação, da sociedade e dos ambientalistas tendem a dificultar cada vez mais as aprovações de projetos de geração hidráulica. Esses projetos devem aplicar as novas tecnologias desenvolvidas para reduzir os impactos na natureza.

O Brasil dispõe de uma rigorosa legislação de proteção ambiental. Ela impõe aos projetos de novas hidrelétricas exigências minuciosas para reduzir ao máximo os efeitos negativos sobre a natureza e aos moradores da região impactada.

4.1.13. Materiais Piezoelétricos

O efeito piezoelétrico descreve a relação entre o estresse mecânico e de uma tensão elétrica nos sólidos. Uma aplicação de estresse mecânico irá gerar uma tensão e uma tensão aplicada irá mudar a forma do sólido. Um exemplo é o sensor do *airbag* do carro. O material detecta a intensidade do choque e envia um sinal elétrico que aciona o *airbag*. O efeito piezoelétrico ocorre apenas em materiais não condutores. Os materiais piezoelétricos podem ser divididos em 2 grupos principais: cristais¹⁶ e cerâmicos¹⁷. Suas maiores aplicações são em sensores, transdutores ultra sônicos, fontes de alta tensão e motores.

Uma alternativa tecnológica, chamada *piezoelectric power generation* (PEPG), está surgindo para conversão de calor a baixa temperatura em energia elétrica. Esta tecnologia opera sobre a teoria de uma expansão oscilatória do líquido-gás dentro de uma câmara fechada que força uma membrana *thin-film piezoelectric*, gerando, desse modo, uma tensão. A operação é mais eficiente na faixa de temperatura de 100 °C a 150 °C, dessa forma pode-se aproveitar as perdas de vapor de caldeiras e aplicações de etileno a 150°C. Existem outras idéias de configurações com o uso de energia mecânica diretamente e convertida em sinal elétrico.

Os maiores desafios técnicos para a tecnologia de geração PEPG são:

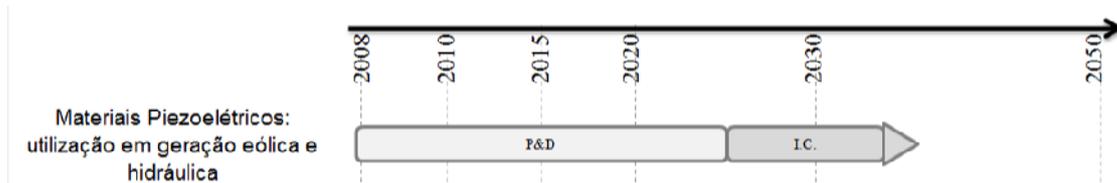
- Baixa eficiência de conversão de calor em energia elétrica (hoje é de apenas 1%);
- Alta impedância interna;
- Requisitos para a oscilação das cargas de calor;

¹⁶ O material mais conhecidos é o quartzo SiO₂, Alumínio ortofosfato, AlPO₄, Gálio ortofosfato (GaPO₄), Turmalina.

¹⁷ Bário titanate BaTiO₃ (utilizado para microfones e transdutores); Chumbo zirconate titanate PZT, Óxido de zinco ZnO, Alumínio nitrito AlN, Polyvinylidene flúor PVDF.

- Confiabilidade e durabilidade a longo prazo; e
- Alto custo (US\$10.000/W)

Diferentes materiais tem sido pesquisados para melhorar a performance e a fabricação para a redução de custo. Atualmente a *Defense Advanced Research Projects Agency* (DARPA) está conduzindo atividades de P&D para o avanço desta tecnologia (DOE, 2006e).



4.1.14. Energia Solar Térmica de Alta Temperatura

A energia solar para altas temperaturas tem sido pesquisada para geração de calor e eletricidade principalmente. Atualmente novas aplicações estão sendo buscadas como a produção de combustíveis gasosos e hidrogênio. As melhores localidades são onde há boa quantidade de radiação solar direta.

Há basicamente três tipologias de concentradores solares: parabólicos cilíndricos (*trough*), parabólicos de disco (*dish collectors*) e *torres solares*. Uma nova tipologia em estudo é o coletor solar do tipo *Fresnel*, que poderá se tornar economicamente competitivo em relação ao do tipo *trough*, apesar de menos eficiente. Os concentradores solares requerem um sistema de rastreamento do movimento aparente do sol.

Os sistemas do tipo *trough* são atualmente aqueles cuja tecnologia é a mais provada e que tem tido o maior sucesso comercial até o momento no mercado de plantas solares térmicas de geração de potência (CSP) (DOE, 2007c). Atualmente esse tipo de sistema tem sido utilizado de forma híbrida: com gás natural para permitir o despacho de eletricidade da planta em qualquer momento. Há alternativas interessantes que é o armazenamento de calor em tanques para ser utilizado posteriormente, o que aumenta o fator de capacidade da planta.

Há ainda um conceito inovador recente que é um sistema solar integrado de ciclo combinado de potência: turbina a gás, geralmente gás natural como combustível, e turbina a vapor, cujo vapor superaquecido é gerado a partir do calor dos gases de exaustão da turbina e da energia solar. A maioria das configurações tem utilizado um tamanho de turbina a vapor até 100% maior. Esse tipo de sistema permite reduzir custos e aumentar a eficiência global da transformação da energia solar em eletricidade.

Há também outras configurações e aplicações inovadoras, como a geração de hidrogênio (rota térmica e química), geração de gás de síntese para uso em turbinas a gás.

Até a data de publicação de estudo conjunto elaborado pelo Greenpeace, ESTIA e SolarPACES (Brakmann et alli, 2005), uma série de países possuíam grande projetos de CSPs em construção ou em fase avançada de aprovação ou desenvolvimento no mundo: Argélia, Egito, Grécia, Índia, Itália, México, Marrocos, Espanha e Estados Unidos. Praticamente todos baseiam-se na tecnologia tipo *trough*.

De acordo com Brakmann et alli (2005), vislumbra-se que em 2025 a capacidade instalada mundial de CSPs será de 36 GW e em 2040 de 600 GW, atendendo a 5% da demanda mundial de eletricidade, quando existiam 355 MW instalados durante o estudo.

Tanto o plano pluri-anual 2007-2011 (DOE, 2006d) dos EUA quanto o Roadmap europeu (ECOSTAR, 2007) coincidem de maneira geral sobre as principais linhas de P&D, que podem ser resumidas em três principais conjuntos:

- Melhorias nos concentradores;
- Aumento da escala das plantas;
- Sistemas de armazenamento.

Tais linhas são as que trariam maiores impactos na redução dos custos da eletricidade gerada. É importante reforçar que elas não excluem as outras linhas de pesquisa.

De acordo com a pesquisa EurEnDel (2004), os especialistas envolvidos apontaram que entre 2007-2010 as plantas híbridas tornar-se-iam economicamente viáveis (sem subsídios; cost-efficient) e que até 2018 as termoeletricas solares com armazenamento térmico tornar-se-iam comercialmente disponíveis. Também se apontou que em 2010 se tornariam competitivas com a eletricidade gerada pelas fontes fósseis.

Os sistemas parabólicos de alta concentração atingem temperaturas bastante elevadas e índices de eficiência global anual que variam de 14% (parabólico tipo *trough*) a 22% (coletores tipo *dish*) de aproveitamento da energia solar incidente em eletricidade (DOE, 2007d; DOE, 2006d; ECOSTAR, 2007; ANEEL, 2005).

O custo atual da eletricidade gerada por concentradores solares é estimado em US\$ 12-14¢/kWh. O programa multi-anual de P&D em energia solar térmica dos Estados Unidos tem como metas reduzir o custo da eletricidade para US\$ 9¢–11¢/kWh em 2012 e US\$ 5¢–7¢/kWh em 2020 com uma capacidade de armazenamento térmico de até 12 horas. Essas reduções do custo seriam decorrentes de atividades de P&D, de demonstração e scale-up (DOE, 2007d).

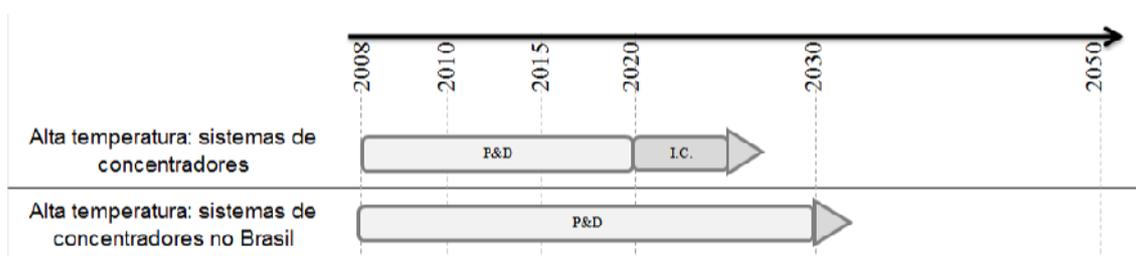
O custo da eletricidade gerada pelas concessionárias varia entre US\$ 2¢–8¢/kWh (DOE, 2007c) e, caso as metas do Programa sejam atingidas, a eletricidade gerada por

concentradores solares será competitiva em termos de custo em 2020. Dessa maneira, considera-se aqui que a partir desse ano sua implantação será comercial.

O custo da eletricidade para sistemas solares térmicos parabólicos do tipo trough atingirá um valor de US\$ 4¢/kWh em 2020. Mais da metade da redução destes custos deve-se às atividades de P&D (54%), e a outra parcela ao aumento do volume de produção (26%) e da escala dos sistemas (20%) (DOE, 2006d). Dessa maneira, é possível verificar a importância de atividades integradas de P&D, demonstração e escala de produção.

O desenvolvimento e uso de sistemas de transmissão e distribuição com baixas perdas elétricas são importantes para a entrega da eletricidade gerada por sistemas que ainda estão reduzindo seus custos de geração, como é o caso da solar térmica de alta temperatura. O desenvolvimento de materiais para receptores e tanques de armazenamento resistentes a temperaturas mais elevadas é um ponto-chave para a redução dos custos de capital e aumento do fator de capacidade da planta. Estudos solarimétricos para levantamento do potencial de geração e modelos de simulação são outros pontos comumente mencionados.

Houve um estudo de pré-análise de viabilidade para uma termoeletrica solar¹⁸ no Brasil. Foi estimado que a construção de uma planta com capacidade de 100 MW, usando ciclo Rankine custaria US\$ 2,660/kW, cerca de 19% mais baixo que nos EUA, devido a economias com mão de obra, materiais e alguns equipamentos (Brakmann et alli, 2005). No entanto, segundo o PNE 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a), a geração heliotérmica não se mostra competitiva em escala comercial até 2030.



4.1.15. Energia Eólica

Sistemas eólicos são tecnologias atualmente comerciais e com alta viabilidade técnica. No caso brasileiro, ainda há bastante a porvir do ponto de vista tecnológico¹⁹, especialmente para aproveitar um potencial eólico estimado em 143 GW²⁰ (Campos, 2007).

¹⁸ http://www.fbds.org.br/article.php3?id_article=31. Acessado em 2/fev/2008.

¹⁹ <http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=020115071024>

²⁰ Em áreas onde a velocidade média anual do vento seja maior que 7,0 m/s. Cabe destacar que o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, lançado em 2001, foi produzido quando as maiores turbinas existentes estavam próximas de 2 MW, quando atualmente já ultrapassam 6 MW.

Nos últimos vinte e cinco anos as turbinas eólicas aumentaram 100 vezes de tamanho e o custo de sua energia reduziu em mais de 5 vezes como resultado de avanços tecnológicos e aumento do volume de produção. A indústria atingiu o patamar de geração convencional de energia (Zervos, 2008). O crescimento anual da capacidade instalada foi de aproximadamente 41% em 2005 e 32% em 2006 e 2007. Em 2007 mais de 20 mil MW foram instalados, perfazendo mais de 94 mil MW de capacidade instalada acumulada no mundo.

Estudo recente²¹ aponta que a participação da energia eólica na geração mundial de eletricidade pode variar de 5% a 29,1% em 2030 e de 6,6% a 34,3% em 2050 dependendo do cenário avaliado (Zervos, 2008).

As turbinas eólicas são altamente eficientes hoje em dia, com menos de 10% de perdas térmicas no sistema de transmissão (Zervos, 2008).

Nos últimos 20 anos as turbinas eólicas têm apresentado um aumento consistente em tamanho e geração. De unidades com capacidade entre 20 kW e 60 kW no anos 80, sua capacidade atualmente supera os 6000 kW com rotor de diâmetro de 126 metros (Zervos, 2008).

A maioria das turbinas apresenta três pás com controle aerodinâmico do tipo estol (Stall) ou de passo (Pitch)²², podem apresentar caixa de engrenagens ou sistema de transmissão direta, operação com velocidade fixa ou variável. As pás são geralmente fabricadas em fibra de vidro e epóxi. A estrutura de suporte mais adotada é a de torre tubular em aço.

As tendências tecnológicas para turbinas acima de 3 MW apontam para controle do ângulo de passo das pás (Pitch), transmissão direta sem caixa de transmissão, o que diminui ruído e manutenção, e velocidade variável, o que possibilita aumentar a compatibilidade com a rede elétrica, reduzir o carregamento e extrair melhor a energia contida no vento (Zervos, 2008).

Para que a eletricidade gerada através de energia eólica torne-se completamente competitiva com as tecnologias de geração convencionais, requer-se maior redução de custos. Nas últimas duas décadas, estima-se que cerca de 60% da redução dos custos foi

²¹ "Global Wind Energy Outlook" Scenario, publicado em 2006 pela GWEC (Global Wind Energy Council), Greenpeace International e o Centro Espacial Alemão (DLR).

²² Esses controles aerodinâmicos possuem a finalidade de limitar a extração de potência à potência nominal da turbina eólica. No caso do controle de passo, ele é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência.

resultado de economias de escala (aumento do volume de mercado). Os restantes 40% podem ser atribuídos diretamente à pesquisa e desenvolvimento (Zervos, 2008).

De acordo com IEA (2006), a energia eólica poderá se tornar totalmente competitiva com as tecnologias convencionais entre 2015 e 2020.

Com a última informação disponível de novos projetos construídos, o custo de geração de eletricidade varia entre € 4,5 a 8,7 centavos/kWh para uma fazenda eólica onshore e entre € 6,0 e 11,1 centavos/kWh para fazendas offshore (Zervos, 2008). Em 2020 esses custos cairiam para € 3,0 – 3,8 centavos/kWh em um local com boas condições de vento e € 4 – 6 centavos/kWh para uma velocidade média de vento baixa²³ (Zervos, 2008).

De acordo com DOE (2007d), nos Estados Unidos o custo da produção de energia eólica está em torno de US\$ 4-9 centavos/kWh em fazendas eólicas e entre US\$ 10-15 centavos/kWh na geração distribuída. Recursos para pesquisa nos Estados Unidos são divididos em três categorias, com diferentes horizontes de tempo:

- 1) Eletricidade Onshore: tecnologias de baixa velocidade, confiabilidade das turbinas e melhoria no desempenho. Espera-se que a partir de 2012 os custos de geração caiam para US\$ 3,6 centavos/kWh, a confiabilidade seja alta e o desempenho em diversos regimes de vento melhore.
- 2) Geração Distribuída: energia eólica em residências, fazendas e pequeno comércio. A partir de 2016, espera-se o início da implementação comercial desta tecnologia através da diminuição dos custos e barreiras regulatórias.
- 3) Aplicações emergentes: usinas offshore, hidrogênio e água limpa. A partir de 2020, espera-se que haja redução de custos, criação de uma infra-estrutura e diminuam barreiras regulatórias na geração de eletricidade, hidrogênio e dessalinização da água do mar.

De acordo com a ANEEL²⁴, há no Brasil uma capacidade instalada em operação de aproximadamente 247 MW.

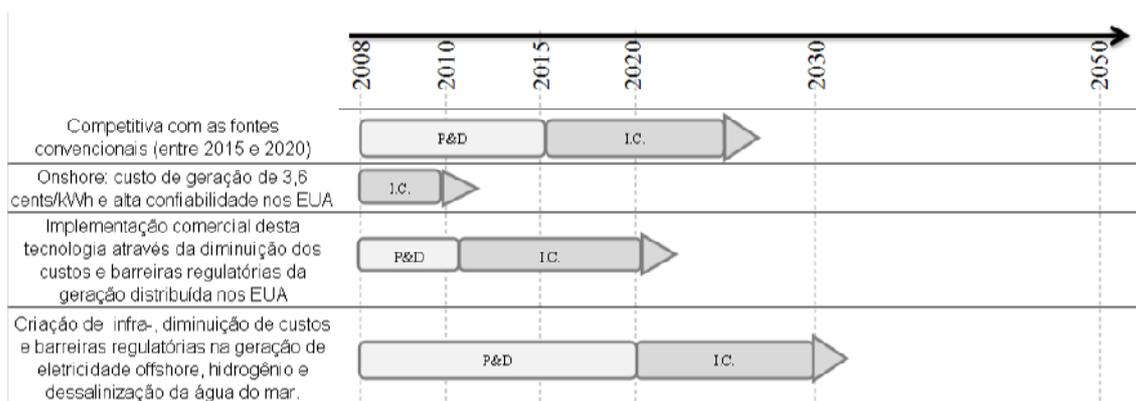
O Brasil é um dos países onde, em alguns sítios, o regime dos ventos complementa o regime hídrico de rios e bacias nos períodos de seca. Essa é uma característica importante, dado que, com o predomínio da geração hidrelétrica no país, a estabilização sazonal da oferta de energia tem sido um desafio histórico para o planejamento da operação dos sistemas interligados e, portanto, essa complementaridade é uma maneira de minimizar riscos de déficit da capacidade de armazenamento nas barragens durante as estações secas críticas.

²³ De acordo com o estudo mencionado na nota 21.

²⁴ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>, acessada em 30/5/08.

Esse efeito de complementaridade apresenta uma correlação mais acentuada nas Regiões Nordeste e Sudeste.

Do ponto de vista tecnológico, o país ainda tem muito caminho pela frente: desenvolver tecnologias de torres, de pás, geradores e componentes (Campos, 2007). Essa constatação é uma das razões do atraso da primeira fase do PROINFA²⁵, dado que o parque industrial instalado no país não se expandiu de maneira que o nível de nacionalização fosse atingido. De acordo com Dutra (2007), “A grande incerteza sobre a segunda fase do programa tem afastado investimentos na implantação de novas fábricas no setor”.



4.1.16. Energia Geotérmica²⁶

Existem diferentes tipos de tecnologias de extração de calor geológico, podendo-se dividi-las em dois grandes grupos: os de uso do calor direto e indireto.

O uso direto consiste em bombas de troca de calor, sistema geralmente utilizado para aquecimento de residências e prédios comerciais (muito encontrado no Canadá e Finlândia).

O uso indireto consiste em utilizar o calor geológico para gerar vapor (geralmente água, já presente no subsolo) que posteriormente atravessará uma turbina gerando energia elétrica. Os sistemas indiretos também são divididos conforme variações nas características geológicas e operacionais de cada planta. As principais características de um poço geotérmico são: gradiente de temperatura, profundidades e qualidade da água, e vapor de água disponível. Em todos os casos indiretos o vapor condensado e os fluidos remanescentes do processo são re-injetados no solo para obter mais calor. A maioria das fontes geotérmicas possui mais fluido do que o calor, portanto a re-injeção tem de ser manejada com muito cuidado para que não ocorra o esfriamento da fonte.

²⁵ As outras razões citadas por Dutra (2007) que estão dificultando o setor eólico são a falta de capacidade financeira dos empreendedores e o processo de revisão dos projetos.

²⁶ Seção baseada primordialmente em Fridleifsson *et alli* (2008).

Devido às dificuldades de se estimar os recursos geotérmicos disponíveis no mundo para aproveitamento, estudos apontam intervalos desse potencial. Para o caso da geração de eletricidade, pode-se variar de 35 GW a 240 GW. Há quem indique que pode chegar a 1-2 TW.

A capacidade instalada mundial em 2004 foi de 8,9 GW (57 TWh/ano ou 0,32% da eletricidade gerada) para geração de eletricidade a partir da energia geotérmica, distribuída em 24 países. Dez países em desenvolvimento estão entre os quinze maiores produtores mundiais. Em cinco desses países, a eletricidade proveniente desta fonte representou entre 15%-22% do total gerado. São eles: El Salvador, Quênia, Filipinas, Islândia e Costa Rica.

Cenários apontam que, através de desenvolvimentos tecnológicos e aumentos do fator de capacidade das plantas, as capacidades instaladas para geração de eletricidade serão de 24 GW em 2020 e 140 GW em 2050. De acordo com IEA (2006), a participação da capacidade instalada de plantas geotérmicas de geração de eletricidade poderá atingir de 2% a 3% do total mundial em 2050.

Os custos de investimento em plantas geotérmicas de geração de eletricidade variam de 2-4,5 milhões €/MW.

Os custos da geração de eletricidade utilizando recursos geotérmicos de alta temperatura reduziram significativamente desde a década de 70 (IEA, 2006). Custos de geração em plantas existentes nos EUA variam de 0,015-0,025 US\$/kWh. Estima-se que nas próximas décadas as novas plantas atinjam custos de geração de 0,03-0,08 US\$/kWh dependendo da qualidade do recurso geotérmico.

Os custos atuais de geração variam de 40-100 €/MWh (Fridleifsson et alli, 2008).

O uso direto da energia geotérmica para aquecimento é comercialmente competitivo com as fontes convencionais de energia. Sistemas Geotérmicos Avançados (*Enhanced Geothermal Systems*) ainda estão em fase experimental, mas possuem um enorme potencial para a recuperação da energia primária, beneficiando em grande medida tanto as aplicações diretas quanto indiretas.

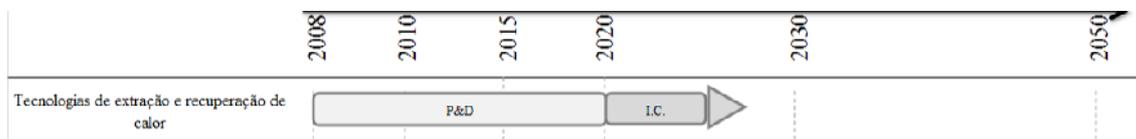
No Brasil, as fontes geotérmicas são encontradas entre 400 e 1.500 metros de profundidade. A ausência de regiões vulcânicas no território brasileiro explica as baixas temperaturas das fontes. Em Taubaté (oeste de São Paulo) uma indústria de laminação de madeira usou uma fonte geotérmica para o processo de cozimento das toras de madeira. E em Cornélio Procópio (SP), uma indústria de café solúvel se abastece em dois poços²⁷.

Um levantamento feito pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT) mostra que o Brasil esconde no subsolo um potencial energético estimado em 3 mil megawatts,

²⁷ http://www.pick-upau.org.br/mundo/alternativas_combustivel/alternativas_energia.htm

uma fonte como a de Presidente Prudente (63 °C a 1.400 metros de profundidade) pode atingir 5 MW²⁸.

Dadas as baixas temperaturas, sua maior utilização no país se dará em aplicações diretas. Não foram identificados pela equipe até o momento estudos específicos sobre o tema.



4.1.17. Energia do Oceano: ondas e marés²⁹

Energia do oceano é uma indústria ainda em estágio inicial, no mundo e no Brasil em particular, com potencial elevado na produção de energia. Há ainda um razoável caminho a ser percorrido por atividades de P&D no setor. As prioridades, áreas e agenda para essas atividades para o setor como um todo ainda estão sendo elaboradas.

Atualmente possui poucos sistemas em operação no mundo, totalizando cerca de 266 MW. Caso as tecnologias de energia maremotriz continuem recebendo apoio, a capacidade instalada poderia atingir 3 GW em 2020 na União Européia (EUOEA, 2007).

O potencial teórico mundial para geração de eletricidade é da ordem de:

- 8.000 – 80.000 TWh/ano para energia das ondas;
- 8.800 TWh/ano para energia de corrente das marés;
- 200 TWh/ano para energia potencial (de barragem) das marés³⁰;
- 2.000 TWh/ano para energia por osmose reversa;
- 810.000 TWh/ano para energia térmica oceânica.

Para efeito de comparação, o consumo mundial de eletricidade é de 16.000 TWh/ano.

Atualmente, ao contrário do setor de energia eólica, não há comercialmente disponível uma tecnologia principal. É esperado que tipos diferentes de concepções tecnológicas sejam utilizados para melhor aproveitamento dos recursos disponíveis na localidade.

²⁸ Vide nota 27.

²⁹ Seção baseada primordialmente em Soerensen & Weinstein (2008) em position paper que apresenta seu estado-da-arte atual no mundo para geração de eletricidade. As tecnologias de geração de energia por osmose reversa e térmica oceânica não fazem parte do escopo do presente trabalho.

³⁰ Potencial informado pela Associação Européia de Energia do Oceano: <http://www.eu-oea.com/index.asp?bid=232>. Acessado em 31/5/2008.

Devido ao meio altamente corrosivo da água do mar, cuidados específicos devem ser tomados no projeto e desenvolvimento de equipamentos e materiais.

Ainda não há dados disponíveis dos efeitos ambientais na utilização energética desses recursos. Existem algumas indicações de que os impactos não são significativos, o que não diminui a importância da realização de estudos mais aprofundados sobre o tema.

As tecnologias de energia das marés (ou maremotriz) podem ser classificadas conforme dois tipos principais baseados nos princípios de aproveitamento: energia das correntes (aproveitamento da energia cinética das marés) e energia potencial (ou de barragens, pela diferença de altura entre as marés alta e baixa)³¹.

O potencial dos recursos da energia potencial maremotriz mundial é estimado em 3 TW, sendo 1 TW em águas rasas. Já a de correntes marinhas é de 12.000 MW na Europa, conforme estudos recentes.

Os sistemas em operação atualmente possuem uma capacidade instalada de 265 MW, com mais 9,25 MW planejados a entrar em funcionamento entre 2008 e 2009.

Apesar de ser uma tecnologia nova, a primeira, e maior planta já instalada, é a de La Range, do tipo barragem e em funcionamento desde 1966 na França.

Apesar das plantas do tipo barragem funcionarem comercialmente com relativo sucesso há vários anos, a própria recém-criada Associação Europeia de Energia do Oceano considera pouco provável que esse tipo de trajetória tecnológica será comercialmente desenvolvida por conta dos elevados custos de geração, longos períodos de retorno de investimento e impactos ambientais em ecossistemas locais³².

Em relação às tecnologias de aproveitamento das correntes marinhas, a viabilidade econômica ainda precisa ser provada.

Também como as demais fontes renováveis de energia, a energia das ondas está distribuída desigualmente no mundo. Os melhores recursos estão distribuídos entre 30° - 60° de latitude em ambos hemisférios.

Atividades de P&D de maior volume e significância iniciaram-se a partir de 1973.

Os sistemas em operação atualmente perfazem uma capacidade instalada de 1,1 MW, e um sistema de aproveitamento da corrente de 1 MW planejado a entrar em funcionamento em 2008.

³¹ *Tidal current energy e tidal range energy.*

³² <http://www.eu-oea.com/index.asp?bid=232>. Acessado em 31/5/2008.

Os custos de geração de eletricidade têm sofrido reduções significativas nos últimos 20 anos. É esperado que em 2020 atinja 10 c€/kWh. Ainda elevado se comparado com o preço médio da eletricidade na União Européia de aproximadamente 4 c€/kWh.

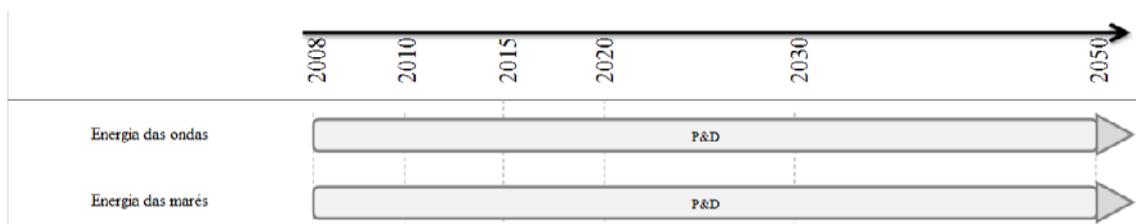
Para o caso brasileiro, energia dos oceanos ainda é uma área incipiente. Existem poucos investimentos e prioridade no setor, mas há importantes iniciativas seminais em andamento. O setor pode se aproveitar do conhecimento transversal do setor de petróleo e gás nacional. Ainda não se sabe o potencial brasileiro de aproveitamento dos recursos energéticos na costa nacional, o que existem são valores preliminares.

O potencial brasileiro preliminar de energia das ondas é de 114 GW; não há estimativas para o Brasil do potencial de energia das correntes (Ricarte, 2007).

O país conta com um projeto-piloto para construir uma usina de ondas no litoral do Ceará (a 5 km da costa no Porto de Pecém), cuja primeira fase (instalação de 2 módulos, totalizando 50 kW) está prevista para 2008. A planta terá uma capacidade instalada de 500 kW e será a primeira do gênero na América do Sul.

O projeto da usina, desenvolvido pelo Laboratório de Tecnologia Submarina da COPPE/UFRJ com financiamento do CNPq e Eletrobrás, contém um diferencial tecnológico em relação a seus pares em outros países: a adoção de uma câmara hiperbárica³³. Essa solução tecnológica aumentaria o potencial de conversão energética da tecnologia na direção de a tornar competitiva.

O Laboratório ainda possui 2 projetos na área³⁴: (1) revitalizar um antigo projeto de aproveitamento das marés não concluído na década de 60, na Barragem do Bacanga (São Luís – MA), com um potencial de 3 MW, onde a amplitude das marés pode chegar a 6 metros; e (2) investir no mais recente projeto de gerar eletricidade através de correntes, cujo primeiro local de testes será no Rio Mazagão (Amapá).



³³ http://planetasustentavel.abril.com.br/noticia/energia/conteudo_251581.shtml. Acessado em 31/05/2008.

³⁴ Vide nota 33.

4.1.18. Energia Solar Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é uma das fontes que mais crescem no mundo, especialmente por causa de políticas públicas de transformação de mercado, uma vez que o custo é a principal barreira. Nos últimos vinte anos cresceu cerca de 25% ao ano, enquanto que nos últimos cinco aproximadamente 50% anualmente (PV Technology Platform, 2007). Nos Estados Unidos entre 80-90% ao ano (Sun & Wind Energy, 2008).

Atualmente a tecnologia é comercialmente empregada e, no contexto dos países desenvolvidos, é competitiva em termos de custo com a eletricidade convencional na ponta do sistema em aplicações conectadas à rede ou com sistemas geradores a diesel em sistemas isolados (PV Technology Platform, 2007). Para tornar-se competitiva com os custos da eletricidade da rede para o consumidor final ou no mercado atacadista, há ainda um grande esforço de P&D a ser realizado, o que também inclui os componentes de balanço do sistema³⁵ (PV Technology Platform, 2007).

Em 2007 foi publicada uma agenda europeia de P&D para tornar factível que em 2015 e 2030, respectivamente, o preço da eletricidade gerada por sistemas fotovoltaicos a torne competitiva com o praticado na rede para os consumidores finais e com a vendida no mercado atacadista (PV Technology Platform, 2007). Isso significa reduzir o custo atual (2007) de € 0,30/kWh para € 0,15-0,12/kWh entre 2015-2020 e € 0,06/kWh em 2030. Em mais longo prazo há o potencial do custo cair para € 0.03/kWh (Tabela 2).

Em 1997, a União Europeia vislumbrou uma capacidade instalada de 3 GWp na Europa em 2010, porém atualmente espera-se que esse valor seja maior do que 5 GWp, especialmente devido às políticas de incentivo de mercado praticadas pela Alemanha e outros países. Em 2030 vislumbra-se que a capacidade instalada europeia atinja 200 GWp (1.000 GWp mundialmente).

São poucos os países que possuem metas específicas para energia fotovoltaica, sendo geralmente desconsiderada dos portfólios de fontes renováveis (PV Technology Platform, 2007). O mesmo ocorre para o caso brasileiro, cujo programa de incentivos às fontes renováveis (PROINFA) não contempla a solar térmica e fotovoltaica, apesar da primeira possivelmente vir a ter um programa específico a ser lançado ainda este ano.

³⁵ O balanço do sistema (BoS, Balance of System) basicamente compreende os componentes eletrônicos, cabeamento, estruturas de suporte e, quando aplicável, banco de baterias ou sistema de rastreamento solar ou óptico.

Tabela 2: Desenvolvimento esperado da tecnologia de sistemas fotovoltaicos

	1980	Hoje	2015/2020	2030	Potencial de longo prazo
Sistema de preço “chave na mão” típico (€/W _p - 2007, excluindo imposto) ³⁶	>30	5	2,5/2,0	1	0,5
Custos típicos da eletricidade gerada no sul da Europa (€/kWh - 2007)	>2	0,30	0,15/0,12	0,06	0,03
Eficiências típicas dos módulos comerciais planos	Até 8%	Até 15%	Até 20%	Até 25%	Até 40%
Eficiências típicas dos módulos concentradores comerciais	~10%	Até 25%	Até 30%	Até 40%	Até 60%
Payback do sistema no sul da Europa (anos)	>10	2	1	0,5	0,25

Fonte: PV Technology Platform (2007). Obs.: o custo do sistema (€/W_p) deriva dos custos de fabricação e instalação.

Há diferentes tipos de módulos solares: silício cristalino, de filmes finos inorgânicos e as tecnologias emergentes e novas. Suas descrições a seguir baseiam-se em PV Technology Platform (2007).

As do primeiro tipo são as pioneiras ou de primeira geração, dominantes na produção e atualmente responsáveis por 90% do mercado de módulos solares. Reduções de custos deveram-se tanto aos avanços tecnológicos quanto na sua curva de aprendizagem nas últimas três décadas. Para cada 1% de aumento da eficiência das células, há uma redução de 5-7% do custo do W_p, logo, uma parte importante das atividades de P&D tem se concentrado na eficiência das células, atualmente em 15%. Outro nicho de atividades é na cadeia do processo produtivo, onde avanços importantes têm sido realizados. E o preço da tecnologia cai 20% cada vez que a capacidade instalada acumulada dobra.

A segunda geração baseia-se em filmes finos inorgânicos, considerados uma grande promessa no setor por causa da redução da quantidade de material necessário para produzi-los, custos e versatilidade. As tecnologias empregadas requerem significativamente menores quantidades de silício e pequena quantidade de energia para serem produzidos, cujo payback energético é de um ano e meio na Europa Central, um ano no sul europeu e vislumbra-se que

³⁶ Os preços do sistema “chave na mão” podem variar de ~ € 4-8/W_p, dependendo do tipo do sistema (acima do telhado, integrado à edificação, no solo), tamanho, país e outros fatores, sendo que um valor de € 5/W_p é considerado representativo (PV Technology Platform, 2007). O mesmo serve para 2015, com valores variando de ~ € 2-4/W_p.

caia para três meses futuramente. Dependendo da tecnologia de filmes finos empregada, as eficiências variam entre 13% e 19,5%. Representam atualmente 10% do mercado, com perspectivas da participação aumentar para 20% e 30% em 2010 e no longo prazo, respectivamente. Possuem um grande potencial de redução de custos com o aumento das eficiências e das escalas de produção, podendo chegar a valores entre € 1-1,5/Wp em 2010, € 0,75/Wp em 2020 e € 0,5/Wp em 2030, com pequenas variações de custos entre as diferentes tecnologias.

As tecnologias emergentes e novas³⁷ são consideradas disruptivas em relação às tecnologias de primeira e segunda gerações, com potencial de reduzirem ainda mais os custos do Wp e da eletricidade gerada. Suas eficiências deverão ser maiores do que 25%, apesar de ainda estarem em estágios incipientes de P&D. Dentre outras linhas de pesquisa, baseiam-se em nanotecnologia, nanomateriais, plásticos eletroativos e fotônica, por exemplo. Os principais direcionamentos das atividades de P&D, a grosso modo, são ou na redução dos custos de produção (tecnologias emergentes), mantendo as eficiências médias, ou no aumento da eficiência das células (tecnologias novas). Dentre as emergentes, estão as tecnologias avançadas de filmes finos inorgânicos, as células solares orgânicas e a geração termo-fotovoltaica (que estima-se ser capaz de chegar a um custo de € 0,1/Wp após 2030). Entre as novas, cujos limites teóricos de eficiência estão entre 50% e 60%, pode-se citar o desenvolvimento de novas camadas ativas para geração de eletricidade e o “ajustamento” do espectro solar para “turbinar” as células solares existentes, duas alternativas que envolvem a aplicação de nanotecnologia.

De acordo com EuRenDel (2004), acontecerão os seguintes avanços nas tecnologias fotovoltaicas (vide timeline):

- Células solares poliméricas: melhorias de eficiência de conversão em eletricidade em mais de 50% entre 2020 e 2030;
- Módulos fotovoltaicos de filmes finos com eficiência maior que 15% só ocorrerão após 2014;
- Redução dos custos de módulos fotovoltaicos em 75% até 2020;
- A terceira geração de células fotovoltaicas alcançará eficiências de até 85% em 2020;
- Eficiência de células de silício cristalino e filmes finos alcançará, respectivamente, 20% e 15% até 2010;
- Implementação comercial de células fotovoltaicas poliméricas deve iniciar a partir de 2012;

³⁷ Conforme denominação dada em PV Technology Platform (2007).

São necessários esforços de P&D para que as metas descritas acima sejam alcançadas.

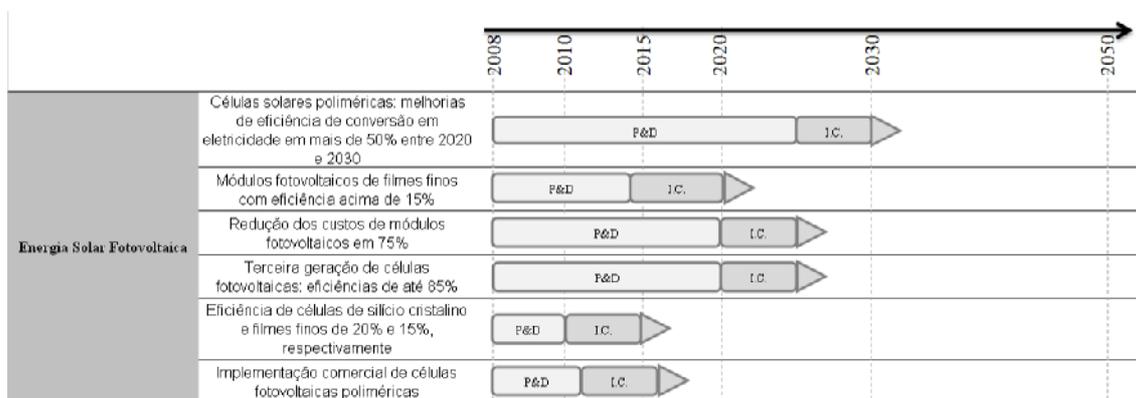
O uso de sistemas fotovoltaicos no Brasil é em grande parte aplicado atualmente em áreas isoladas e sem acesso à rede elétrica. Algumas aplicações conectadas à rede estão em funcionamento para fins de pesquisa.

Grande parte dos sistemas existentes no país foi instalada através do PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), existente desde 1994 e ligado ao MME, para aplicações em bombeamento d'água, iluminação pública e sistemas energéticos coletivos (escolas, postos de saúde e telefônicos, centros comunitários). Desde sua criação, recursos foram destinados para 8.956 projetos, totalizando 5.112 kWp (ANEEL, 2005).

As atividades de pesquisa na área no país iniciaram na década de 70 (Macedo, 2003). O país possui grupos de pesquisa capacitados e atuantes na área. Infra-estrutura laboratorial está sendo melhorada nos últimos anos. Recentemente (2004) foi montado o laboratório mais moderno para pesquisa na América Latina nas dependências do Núcleo Tecnológico de Energia Solar (NT-Solar) da PUC-RS: o Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica (CB-Solar)³⁸, onde uma planta piloto para produção industrial de módulos fotovoltaicos está sendo desenvolvida. As células solares fabricadas atingiram uma eficiência de aproximadamente 14,8% (Moehlecke & Zanesco, 2007) e previsões preliminares indicam a possibilidade dos preços dos módulos serem 15% menores³⁹.

CGEE (2007b) em sua proposta para uma estratégia brasileira na área de semicondutores orgânicos estipula que a produção comercial de células solares orgânicas dar-se-á em 2019.

As indicações de linhas de P&D para o Brasil continuam sendo as apontadas em Macedo (2003).



³⁸ <http://www.pucrs.br/cbsolar/ntsolar/index.htm>

³⁹ <http://envolverde.ig.com.br/materia.php?cod=44780&edt=>

4.2.1. Tecnologias de Exploração (petróleo e gás): sismologia e geofísica de poços, uso de imagens de satélites, perfuração

As principais linhas de pesquisa na área de exploração e produção de petróleo e gás natural no mundo são voltados para: diagnóstico avançado e sistemas de imagens, perfuração e recuperação avançada, produção de óleo e gás em águas profundas e ultra-profundas, aumento da vida útil de reservatórios, refino de derivados (inclui limites de enxofre e outras variáveis ambientais) (DOE, 2001).

De acordo com DOE (2001), investimentos em pesquisas deveriam focar nas seguintes áreas:

- Sismologia
- Diagnósticos de imagem avançados
- Caracterização de reservatórios
- Melhoria da imagem dos poços
- Melhoria da capacidade de processamento de grande quantidade de dados.

4.2.2. Tecnologias de Recuperação Avançada de Petróleo

Estima-se que aproximadamente dois terços do petróleo existente num poço não sejam retirados através de processos convencionais (DOE, 2001). A recuperação de petróleo em poços já conhecidos pode ser alcançada através algumas linhas de pesquisa, como os métodos químicos, métodos microbiais, métodos térmicos e injeção de gás.

Métodos químicos focam principalmente em processos polímeros-alcalinos-surfactantes (ASP), que envolve a injeção destes polímeros dentro do reservatório. O fluxo destes produtos reduz a tensão interfacial entre o óleo cru e a água injetada, permitindo que mais óleo seja obtido. Experiências de campo indicam que os surfactantes podem produzir 28% a mais de petróleo do reservatório, entretanto, a viabilidade econômica é prejudicada quando o preço do óleo aumenta os custos dos surfactantes e polímeros⁴⁰.

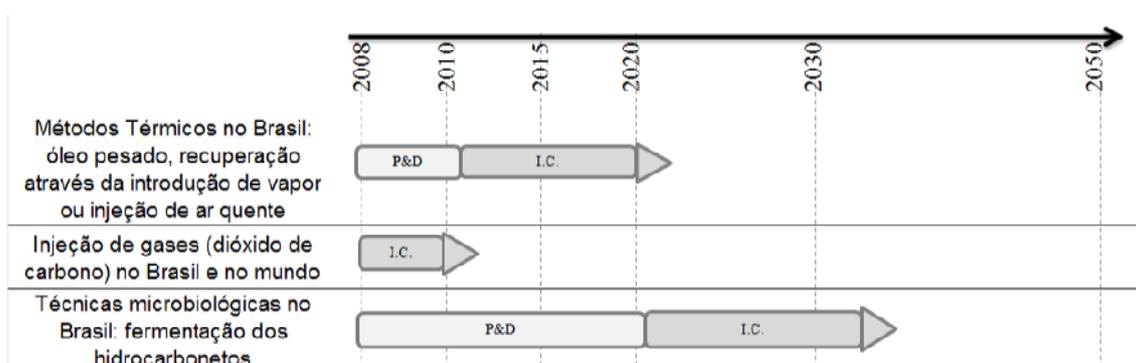
A recuperação de petróleo através do processo microbial é a fermentação dos hidrocarbonetos, que produzem um subproduto que é útil na recuperação do petróleo. Os micróbios geram surfactantes e dióxido de carbono nos reservatórios, auxiliando no

⁴⁰ http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/EP_Technologies/ImprovedRecovery/EnhancedOilRecovery/Chemical.html. Acesso em 20/02/2008

deslocamento de petróleo⁴¹. De acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do Brasil acreditam que a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) se dará entre 2021 e 2035.

No processo térmico, voltado para o óleo pesado, o petróleo é recuperado através da introdução de vapor ou injeção de ar quente⁴². De acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do Brasil acreditam que a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) se dará entre 2011 e 2020.

A recuperação avançada através da injeção de gases utiliza primariamente o dióxido de carbono para recuperar mais petróleo do reservatório. A injeção de CO₂ é uma técnica comprovada para a recuperação avançada e prolongamento da vida útil de campos maduros, mas não tem sido muito utilizada por causa das fontes insuficientes de CO₂ viáveis economicamente. A utilização de CO₂ capturado de usinas termelétricas tem potencial para melhorar a produção de petróleo e também contribuir para a redução de gases de efeito estufa⁴³. Segundo o IPCC, o painel do clima das Nações Unidas, será preciso sumir com 25 bilhões de toneladas de CO₂ por ano até 2050. E o enterro de carbono pode ajudar: segundo o IPCC, a tecnologia tem o potencial de eliminar pelo menos 21% disso nesse período. Hoje, em grande escala, existem apenas três projetos deste tipo. A Petrobras espera chegar a 2014 com um armazenamento de CO₂ da ordem de 10 milhões de toneladas por ano (Geraque, 2008).



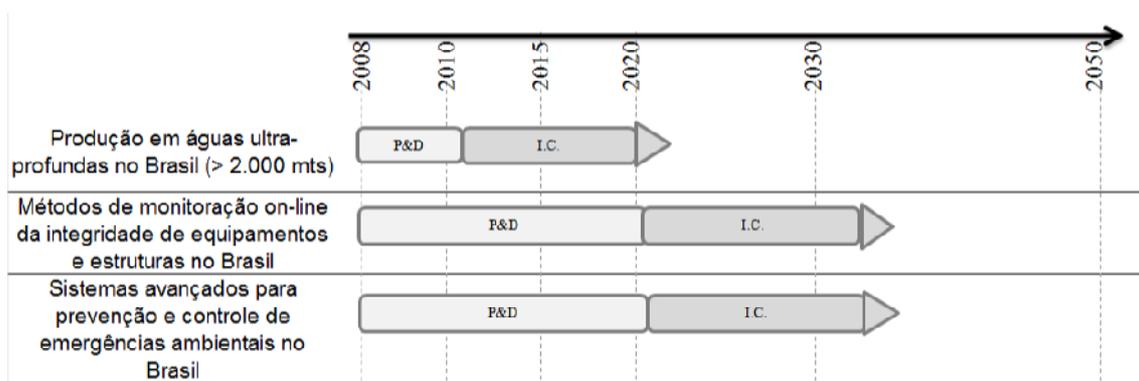
⁴¹ http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/EP_Technologies/ImprovedRecovery/EnhancedOilRecovery/Microbial.html Acesso em 20/02/2008

⁴² http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/EP_Technologies/ImprovedRecovery/EnhancedOilRecovery/Thermal.html Acesso em 20/02/2008

⁴³ http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/EP_Technologies/ImprovedRecovery/EnhancedOilRecovery/GasFlood.html Acesso em 20/02/2008

4.2.3. Tecnologias para produção de óleo e gás em águas profundas e ultra-profundas.

De acordo com CGEE (2007a), a maior parte dos especialistas do Brasil acredita que a implementação comercial de técnicas de perfuração de águas ultra-profundas se dará até 2010 (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) ⁴⁴. A meta de se produzir petróleo em lâmina de 3.000m exigirá adequações e inovações tecnológicas importantes. No Brasil, ainda de acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do setor acredita que métodos de monitoração on-line da integridade de equipamentos e estruturas estará comercialmente difundido entre 2011 e 2020; sistemas avançados para prevenção e controle de emergências ambientais no mesmo período (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia).



4.2.4. Tecnologias de Refino de Petróleo

Processamento de óleos extra-pesados

A definição de óleo pesado e viscoso não é padronizada na indústria do petróleo. A Petrobras, para acumulações no mar, define óleo pesado como aquele com densidade expressa em graus API inferior a 19 e viscosidade, em condições de reservatório, superior a 10 centipoises (cp) e em condições de superfície maior que 500 cp. Similarmente, define-se óleo extra-pesado como tendo grau API inferior a 14 e viscosidades maiores que 100 cp e 1000 cp, nas condições de reservatório e superfície, respectivamente (Pinto et alli, 2005).

De acordo com CGEE (2007a), a maior parte dos especialistas do Brasil acredita que a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) de técnicas de refino de óleos extra-pesados se dará entre 2011 e 2020.

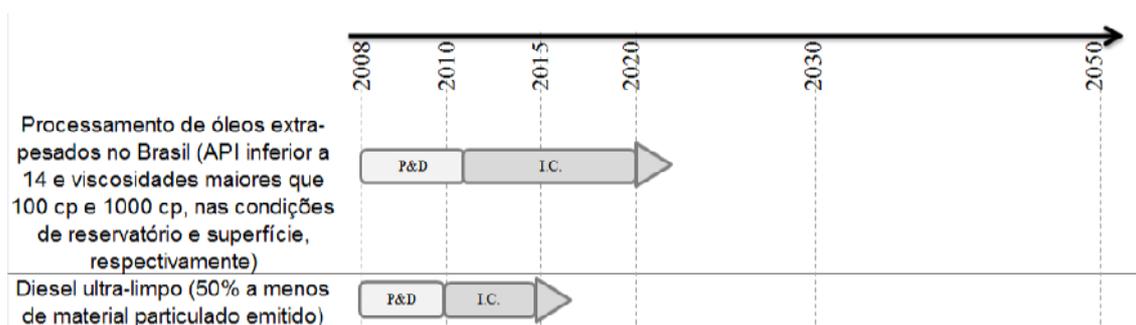
⁴⁴ Considera-se neste trabalho a perfuração em águas profundas até 2000 metros de lâmina de água. Águas ultra-profundas são consideradas acima de 2.000 metros, o que ainda não é realizado comercialmente.

Diesel ultra-limpo

É um tipo de óleo Diesel com teores ultra-baixos de enxofre, altamente refinado para atingir altos padrões de limpeza, combustão completa e emissões baixas quando da sua utilização. A tecnologia de produção desse tipo de combustível deve avançar juntamente com tecnologias de motores a diesel. A utilização desse diesel juntamente com sistemas de controle de emissões podem reduzir a emissão de particulados em 90%, e compostos de nitrogênio NOx entre 25-50%. A utilização comercial deste tipo de motor e combustível possivelmente já estará disponível antes de 2010, juntamente com a diminuição de 50% da emissão de particulados de motores a diesel (DOE, 2006a).

Outra opção é a reforma de diesel na produção de hidrogênio. Esta opção é detalhada no tópico “tecnologias de hidrogênio”.

No Brasil, um processo chamado de H-BIO foi desenvolvido pela Petrobrás. Este processo utiliza óleo vegetal como matéria-prima para obtenção de óleo diesel, através da hidrogenação de mistura diesel + óleo vegetal. O percentual da utilização de óleo vegetal é de aproximadamente 10%, sem prejudicar a qualidade final do produto e diminuindo a quantidade de enxofre no combustível.



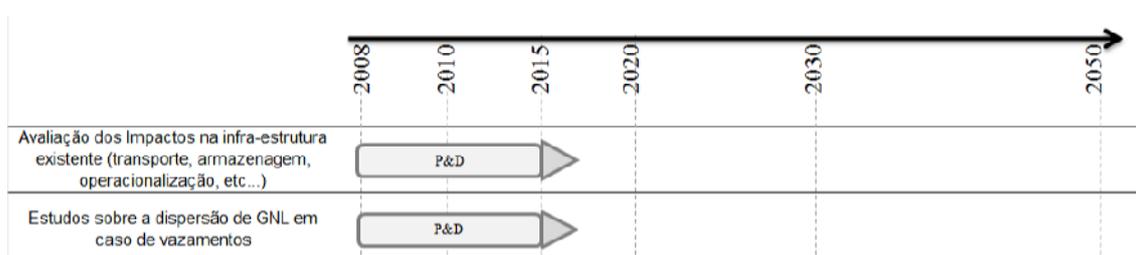
4.2.5. Gás Natural Liquefeito (GNL)

O gás natural liquefeito (GNL) é obtido através da redução da sua temperatura para aproximadamente -160 °C à pressão atmosférica. O volume ocupado, em condições padrão (15°C e 1,013 bar), o GNL ocupa cerca de 600 vezes menos do que o gás natural em estado gasoso. Estes fatores fazem com que o GNL possa ser transportado, assim como o petróleo.

A tecnologia de GNL já é comercialmente utilizada, com a tendência de custos decrescentes no médio e longo prazos (efeito aprendizado). Entretanto, há ainda uma área em que a pesquisa em fase inicial, que é o armazenamento de GNL em cavernas de sal; este processo é conhecido como “Bishop Process” (Bajura, 2004). Os custos totais na produção de GNL (atividades upstream, liquefação, frete e regasificação) variaram de U\$ 3,5 - 4,1 por milhão de BTU (MMBTU) no início dos anos 90 para U\$ 2,8 - 3,4 MMBTU no início dos anos 2000 (IEA 2004b).

As preocupações gerais sobre o GNL são: qualidade do combustível, segurança e confiabilidade do GNL, impacto na infra-estrutura existente, e padrões regulatórios internacionais (devido ao aumento de transações comerciais internacionais envolvendo o GNL, (DOE, 2004). Algumas linhas de pesquisa do DOE, cujo horizonte de tempo é até 2015, são: impactos na infra-estrutura existente e dispersão de GNL em caso de vazamentos.

Esta já é uma tecnologia amplamente utilizada; no Japão, por exemplo, 96,5% do total de gás natural consumido é proveniente de GNL. Nos próximos anos, espera-se um grande crescimento deste mercado, principalmente devido às expansões previstas nos Estados Unidos. No Brasil, a Petrobrás prevê, já em 2008, duas estações de regasificação de GNL, uma na baía de Guanabera, com capacidade de 14 mmc/dia, e outra na Bahia, com capacidade de 9 mmc/dia (Azevedo, 2006).



4.2.6. Hidratos de Metano

Hidrato de metano é uma combinação cristalina entre moléculas de metano e moléculas de água, encontrada em regiões profundas do oceano; é também conhecido como “o gelo que queima”. A energia proveniente dos hidratos de metano é imensa, possivelmente excedendo todos os outros combustíveis fósseis existentes. Estimativas do U.S. Geological Survey (USGS) dizem que as reservas existentes de metano hidratado no mundo superam mais de 72.000 vezes as reservas de gás natural. Um metro cúbico de hidrato de metano contém 164 metros cúbicos de gás natural. A *Japan National Oil Company* já começou a construção da primeira plataforma para extração de hidratos do fundo do mar Cáspio. Diversas empresas norte-americanas também investem na pesquisa de tecnologia de extração (DOE, 2006b).

Os custos de produção desta tecnologia ainda não estão disponíveis por estarem em seu estágio inicial de desenvolvimento. Os Estados Unidos aprovaram em 2000 o “Methane Hydrate Research and Development Act”, que provê recursos para a pesquisa e desenvolvimento nesta área. De acordo com um roadmap em P&D elaborado pelo DOE (2006b), a tecnologia para a produção de hidratos de metano conseguirá:

Até 2015:

- Tecnologias para a Exploração & Produção dos hidratos de metano;

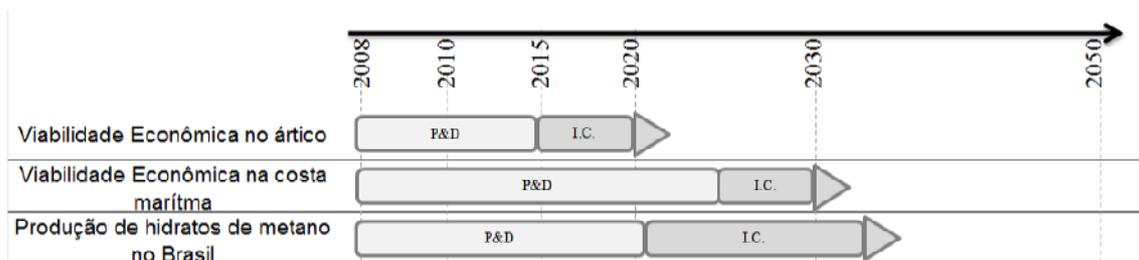
- Diminuição dos riscos de extração
- Diminuição dos impactos ambientais referentes a extração
- Viabilidade econômica de extração de hidratos de metano no ártico

Até 2025:

- Viabilidade técnico-econômica de extração de hidratos marinhos (offshore doméstico)

O desenvolvimento de novos materiais de alta dureza (para brocas), automação (para os dutos inteligentes) e equipamentos de medição e controle (sensores de alta resistência a temperatura e pressão), estão relacionados com o desenvolvimento desta tecnologia. De acordo com (EuRenDel, 2004), fontes não convencionais de gás natural como hidratos de metano e gás de minas de carvão serão responsáveis por mais de 25% da demanda por gás natural no mundo em 2025. A viabilidade econômica da exploração e produção dos hidratos de metano faria com que a jornada rumo a um desenvolvimento energético sustentável fosse mais longa, já que as reservas de hidrato de metano no mundo são enormes.

No Brasil, evidências de hidratos de gás ocorrem em regiões offshore das Bacias de Pelotas (RS) e Foz do Amazonas (AP), sendo que a maioria dos trabalhos desenvolvidos sobre os hidratos brasileiros foi realizada pela Petrobras (Montalvão and Eiras, 2003). De acordo com CGEE (2007a), entre 2021 e 2035, a técnica de utilização de reservas de hidratos submarinos iniciará a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia).



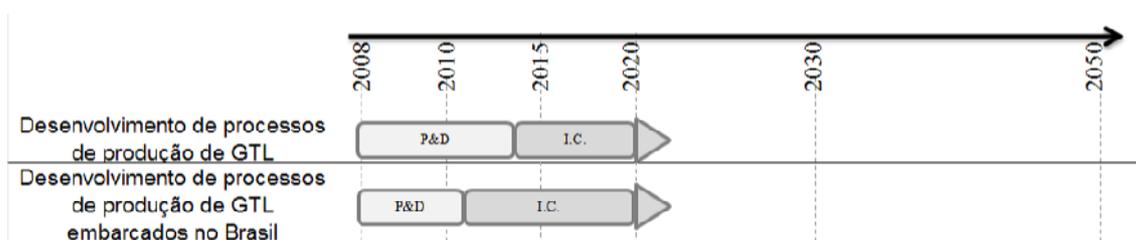
4.2.7. Gas-to-Liquid (GTL)

Gas To Liquid (GTL) é o nome dado a uma série de processos e tecnologias utilizadas para converter gás natural em derivados de petróleo ou produtos petroquímicos. Através destas tecnologias, é possível transformar gás natural em diesel (processo Fischer-Tropsch), gasolina, querosene e produtos petroquímicos. Uma das maiores vantagens desta tecnologia é sua característica ambiental, já que os derivados produzidos praticamente não contêm enxofre.

O processo Fischer-Tropsch consiste na reação de um gás de síntese (gás natural ou carvão gaseificado) em combustíveis líquidos, na presença de um catalisador ⁴⁵.

De acordo com EuRenDel (2004), até 2013 o desenvolvimento desta tecnologia se daria em nível de P&D, para depois se desenvolver em escala comercial. Esta previsão vai de encontro com companhias como a Shell, que construirá em breve uma planta em escala comercial no Qatar, e a Petrobrás, que pretende desenvolver uma planta comercialmente viável de GTL com o gás natural proveniente da bacia de Santos. O custo atual de conversão (sem contar o custo do gás natural) encontra-se em torno de U\$ 20 a U\$ 25 (Schmetz, 2005).

No Brasil, a Petrobras mantém ativa uma linha de pesquisa relacionada com a tecnologia GTL, através de duas rotas tecnológicas, uma voltada para a produção de combustíveis e outra para produtos petroquímicos ⁴⁶. De acordo com CGEE (2007a), a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) de tecnologias de processos GTL embarcados se dará entre 2011 e 2020.



4.2.8. Coal-to-Liquid (GTL)

Coal-to-liquid é um processo de conversão de carvão em combustíveis líquidos (como gasolina e diesel). O processo de produção pode ser através do processo Fischer-Tropsch (conversão de carvão em gás e depois em líquido); ou através da liquefação direta, que consiste na reação do carvão com hidrogênio a alta temperatura e pressão para a produção de combustíveis líquidos a serem refinados (*Bergius hydrogenation process*) ⁴⁷.

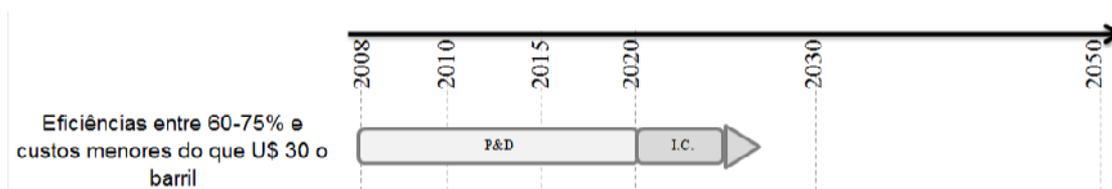
Pesquisa e desenvolvimento nesta área focam no aumento da eficiência e redução dos custos. Os custos atuais estão em torno de U\$ 45 o barril, e a eficiência entre 55-59%, dependendo da configuração da usina (após a gasificação e a reação Fischer-Tropsch, um percentual é transformado em combustível e o H₂ restante é utilizado para a geração de eletricidade através de turbinas a gás) (Schmetz, 2005). De acordo com (DOE, 2007b), nos

⁴⁵ http://www.eere.energy.gov/afdc/fuels/emerging_gas_liquids_production.html Acesso em 28/01/2008.

⁴⁶ http://www.gasnet.com.br/novo_novidades_view.asp?tipo=producao&cod=483 Acesso em 28/01/2008.

⁴⁷ http://www.eere.energy.gov/afdc/fuels/emerging_coal_liquids_production.html Acesso em 27/02/2008

Estados Unidos, até 2020 a eficiência no processo alcançará entre 60-75%, com o custo do líquido menor do que U\$ 30,00 o barril.



4.2.9. Tecnologia de Produção Agrícola de “Biomassa Energética”

A tecnologia atual de produção de etanol nasceu da produção de açúcar e foi adaptada. Passou-se primeiro a utilizar o melaço, depois a combinar a produção de açúcar e etanol e mais tarde a produzir etanol de forma autônoma. Para isso, partiu-se de uma tecnologia que originalmente se desenvolveu nos anos 1980 (Sugimoto, 2007).

Há diversas oportunidades para aumentar a produtividade agrícola (cana-de-açúcar) e industrial (produção de etanol e eletricidade) através da introdução de novas tecnologias. Trabalho realizado pelo NIPE (2005, 2007) propõe novos paradigmas tecnológicos e de práticas e, ao mesmo tempo, levando em consideração fatores ambientais e sociais no seu desenvolvimento.

Alguns exemplos podem ser mencionados, como a introdução das tecnologias de 2ª geração na produção de etanol, utilização de estruturas de tráfego controlado, plantio direto, utilização de tecnologia da informação, melhoramento genético, gaseificação da biomassa integrada ao sistema de cogeração. Maiores detalhes sobre cada uma dessas alternativas encontram-se ao longo do relatório.

Um exemplo quantitativo do potencial da introdução de novas tecnologias é que as tecnologias de segunda geração possibilitam um aumento da produção de etanol de 35%-40% na mesma área plantada de cana-de-açúcar.

Para os próximos anos, prevê-se uma grande expansão nas capacidades de produção e processamento de cana-de-açúcar. De acordo com Correa Neto (2008), as expectativas apontam para um “aumento da capacidade de produção e processamento de cana-de-açúcar, passando dos atuais 430 milhões de toneladas por ano para aproximadamente 715 milhões de toneladas por ano, em 2015, um crescimento de 65% em um período de 10 anos, sendo que o setor levou 25 anos” para aumentar esse mesmo crescimento de 285 milhões de toneladas por ano.

Atualmente, produz-se uma média de 85 litros de etanol por tonelada de cana. É possível chegar a 98,5 litros, com a utilização de parte do bagaço e da palha (Sugimoto, 2007). Para se atingir esses níveis, é necessário repensar a tecnologia em toda cadeia produtiva agrícola e industrial.

As principais barreiras para o uso da biomassa para fins energéticos são: custos, eficiência de conversão, custo de transporte, disponibilidade de matéria-prima (competição pela matéria-prima devido a seus múltiplos usos), falta de logística de suprimento, riscos associados ao uso intensivo da terra (fertilizantes, pesticidas, erosão, biodiversidade) (Moreira, 2008). Tanto as tecnologias de utilização de biomassa quanto de produção de biocombustíveis precisam de pesquisa aplicada para melhorar sua competitividade no curto e médio prazo (EurEnDel, 2004).

De acordo com o Programa Nacional de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação em Etanol (PNP Etanol, 2008-2012) (PNP Etanol, 2007), estabeleceram-se as seguintes Metas-foco:

- Gerar e adaptar conhecimento agrônomo e promover a transferência de tecnologia para aumentar em 50% a produtividade agrícola média de cana-de-açúcar (base 2006/2007), para reduzir a necessidade de área para expansão da produção, em cinco anos;
- Gerar e adaptar conhecimento agrônomo e industrial para duplicar a produção brasileira de etanol (base 2006/2007), em cinco anos;
- Gerar conhecimento e tecnologia para reduzir em 50% os custos de produção de etanol no Brasil, em cinco anos;
- Definir o zoneamento agroclimático, na escala de 1:100.000, para as áreas de expansão de cana-de-açúcar (mapas de áreas preferenciais, restritivas, proibidas, e de plotagem atual e potencial de plantas-industriais para etanol de cana-de-açúcar, considerando-se os recursos hídricos disponíveis), em cinco anos;
- Desenvolver e lançar, através rede de melhoramento da cana-de-açúcar, pelo menos 10 (dez) novas variedades por ano, com características desejáveis de maior produtividade, maior tolerância/resistência a pragas e doenças, e maior teor de açúcar;
- Desenvolver tecnologia para redução em pelo menos 30% do uso de fertilizantes nitrogenados na cultura de cana-de-açúcar, através da fixação biológica de nitrogênio, em cinco anos;
- Avaliar as emissões e medidas de mitigação para gases de efeito estufa na cadeia agroindustrial sucroalcooleira, em dois anos;
- Treinar e formar equipes técnicas e de apoio, de forma continuada, para suporte e sustentabilidade do agronegócio do etanol, para atendimento aos mercados interno e externo.

- Fortalecer redes de competências em PD&I, Comunicação Empresarial e Negócios Tecnológicos para o agronegócio de etanol no Brasil, focando as vertentes agrônoma, industrial e de estudos transversais (energético, sócio-econômico, ambiental, logística, mercados, etc.).
- Desenvolver pesquisas para gerar alternativas para a produção de etanol em áreas de agricultores familiares viabilizando sistemas biodiversos e integrados de produção por meio da implantação de sistemas de produção e microdestilarias, em três anos.

O Projeto Etanol (NIPE, 2007) também estabeleceu metas (eficiências, custos e indicadores) a serem alcançadas em 2025 para a cadeia produtiva do etanol: fase agrícola, industrial, da tecnologia energética e na sustentabilidade. As suas descrições estão no cap.8, p.316-323.

Em termos do custo da matéria-prima para o etanol celulósico, a produção de biomassa no setor sucroalcooleiro brasileiro apresenta condições muito competitivas aos custos internacionais, mesmo para os estimados para além de 2020. O bagaço chega à usina a um custo um pouco inferior a US\$ 10 por tonelada de biomassa em base seca e a palha da cana-de-açúcar pode chegar ao custo estimado em US\$ 13,70. As projeções do Departamento de Energia dos Estados Unidos apontam os custos da biomassa naquele país estabilizando-se em uma faixa entre US\$ 30 e US\$ 35 em 2020 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a).

Custo de produção de etanol celulósico (2ª geração)

Atualmente, o custo de produção de etanol celulósico está em torno de US\$ 0,60 por litro. Após 2010, espera-se uma redução para cerca de US\$ 0,28 e, ainda, para US\$ 0,16, após 2020. Entre os avanços previstos que justificam essas previsões está o desenvolvimento na produção de enzimas e de microorganismos para a fermentação simultânea de glucose e xilose, estáveis e operando a 50°C, e também, a queda significativa nos custos de produção da biomassa (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a).

As principais tecnologias com potencial de contribuição para a produtividade e sustentabilidade da cana-de-açúcar estão associadas com o melhoramento genético, a tecnologia da informação, as técnicas de plantio, os tratamentos culturais e a colheita (NIPE, 2007).

Colheita

O estudo do NIPE (2007) propôs dois passos para a evolução tecnológica da colheita de cana-de-açúcar.

O primeiro passo pode-se antecipar para o cenário de 2015 com o desenvolvimento das colhedoras com corte simultâneo de duas linhas, de maneira a reduzir em 50% o pisoteio atual e elevar a restrição topográfica de 12% para 22% aproximadamente.

O segundo passo da evolução tecnológica pode ser antecipado para 2025 com a introdução das estruturas de tráfego controlado (ETC's) com bitola extra larga, de 20 a 30 m, com restrição topográfica da ordem de 40% e que viabilizam a introdução da técnica de plantio direto. As ETC's são estruturas que realizam diversas operações agrícolas.

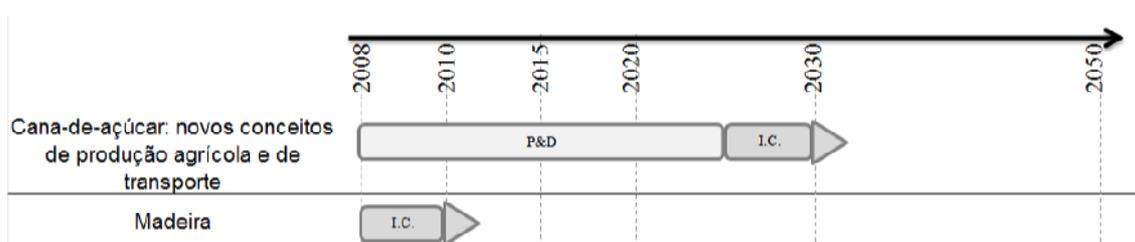
Essas tecnologias, portanto, reduziram, em grande medida, a compactação do solo por pisoteio. E também eliminariam práticas agrícolas como calagem, gradagem, adubação e subsolagem (exceto para colhedora-2L nesse último caso), reduzindo o consumo de óleo diesel, por exemplo.

Com o emprego de novas práticas e tecnologias, como adoção de agricultura de precisão, uso de plantio direto, de mapas de produtividade geo-referenciados e de ETC's, estima-se uma redução de mais de 50% no consumo agrícola de diesel em 2025 (Tabela 3).

Tabela 3: Evolução dos índices técnicos com a adoção de novas tecnologias

<i>Índice</i>	<i>Atual</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>
<i>Consumo de diesel no preparo do solo e plantio [l/tc]</i>	<i>0,35</i>	<i>0,32</i>	<i>0,04</i>
<i>Consumo de diesel na colheita mecânica [l/tc]</i>	<i>0,9</i>	<i>0,8</i>	<i>0,38</i>
<i>Consumo de diesel no transporte de 25 km [l/tc]</i>	<i>0,98</i>	<i>0,95</i>	<i>0,88</i>
<i>Consumo agrícola de diesel [l/tc]</i>	<i>3,5</i>	<i>2,5</i>	<i>1,7</i>

Fonte: NIPE (2007).



4.2.10. Tecnologias de Recuperação e Pré-processamento de Resíduos para Culturas de Grandes Volumes

De acordo com Empresa de Pesquisa Energética (2007a), em 2005 o Brasil produziu cerca de 55,8 bilhões de toneladas de resíduos agrícolas e agroindustriais, que poderiam ser utilizados para fins energéticos. O bagaço de cana e a lixívia (resíduo da indústria de celulose e papel) são comumente bem aproveitados para este fim.

As tecnologias para recolhimento da palha da cana ainda estão em desenvolvimento, e seu uso comercial ainda é incipiente no Brasil (NIPE, 2005).

Atualmente não há praticamente recuperação da palha de cana no Brasil. Somente muito poucas unidades agroindustriais praticam-na. Segundo o Plano Nacional 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a), há uma tendência de que esse processo seja iniciado rapidamente e “muitas unidades agroindustriais do setor sucroalcooleiro brasileiro já estão se preparando para isto”.

Os custos de coleta e transporte dos resíduos são uma barreira importante. Os custos do bagaço e da palha de cana no Brasil são menores que os dos outros países que utilizam biomassa para energia (Macedo e Nogueira, 2005).

Custo e tecnologia: bagaço de cana e palha

Para o caso da cana-de-açúcar, citando um estudo realizado pela Copersucar, atual CTC⁴⁸, entre meados da década de 90 e início da de 2000⁴⁹, “trabalhos realizados no Brasil, que buscam tecnologia para a colheita/transporte da palha, incluindo a avaliação de sua disponibilidade real, têm concluído que é possível recuperar 40% a 50% da palha, com custos 0.6 – 1.0 US\$/GJ, dependendo do processo” (Macedo e Nogueira, 2005). O estudo do NIPE (2007) prevê uma queda no custo da recuperação da palha de R\$ 40/t de cana (2005) para R\$ 20/t cana (2015, para 10% de recuperação) e R\$ 10/t cana (2025, para 60% de recuperação).

O potencial do uso de bagaço e palha em uma usina de álcool é bastante alto e haverá competição no seu uso: queima direta em caldeiras, produção de etanol a partir da hidrólise de lignocelulósicos (etanol de 2ª geração), gaseificação integrada a ciclos combinados (BIG-CC) para geração de excedente de eletricidade e uso parcial da palha para fins agrícolas.

Aumentando-se o escopo, a competição pela biomassa também se dará com o advento das biorefinarias (produção de combustíveis e materiais). Os Estados Unidos estão investindo mais de US\$ 400 milhões de dólares na construção de seis biorefinarias que utilizam tecnologias atuais e anunciou em janeiro de 2008 mais US\$ 114 milhões para a construção de quatro biorefinarias de pequena escala (demonstração) para utilizar como matéria-prima diversos tipos de resíduos e novas tecnologias e processos⁵⁰.

⁴⁸ Centro de Tecnologia Canavieira, situado em Piracicaba-SP.

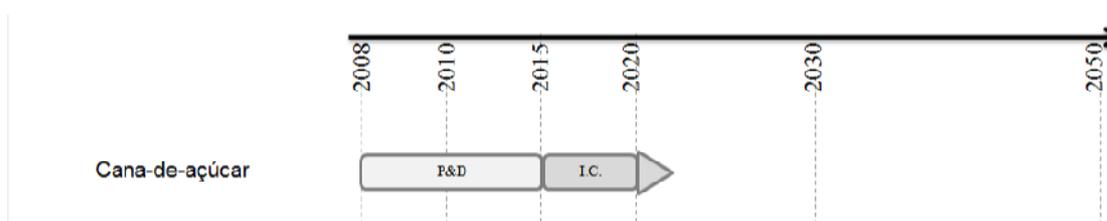
⁴⁹ Relatório do Projeto Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash, UNDP-GEF/ Copersucar, Centro de Tecnologia Copersucar, 2003.

⁵⁰ http://www1.eere.energy.gov/biomass/news_detail.html?news_id=11549 e http://www1.eere.energy.gov/biomass/news_detail.html?news_id=11317

Quanto ao potencial de palha disponível, segundo estudos feitos pelo CTC, dependendo dos procedimentos de colheita é possível recuperar um teor de biomassa seca equivalente a 14% da massa de cana (caules colhidos) entregue à Usina (NIPE, 2005).

Nos estudos do PNE 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a), estima-se que, em 2030, aproximadamente 20% da palha seja recuperada para compor a oferta de biomassa da cana para fins energéticos, o que significaria, nesse ano, uma oferta adicional de 31,9 milhões de toneladas de biomassa em base seca, ao passo que 11% da biomassa (palha e bagaço) seria utilizada para produção de etanol. Já o Projeto Etanol (NIPE, 2007) prevê 60% de recuperação da palha em 2025, utilizando um cenário com novos paradigmas tecnológicos e de práticas.

Sugimoto (2007) aponta o potencial de 50% de recuperação da palha. Braunbeck e Cortez (2005) apontam que há um consenso entre especialistas de que 50% a 90% da palha pode ser recuperada. É importante mencionar a importância de se deixar uma parte no solo dados seus benefícios agrícolas, apesar de não haver ainda nenhum estudo conclusivo sobre a proporção de palha que deve ser deixada no campo.



4.2.11. Carvão Vegetal: tecnologias avançadas de carvoejamento; pirólise⁵¹

A utilização de carvão vegetal possui uma grande importância econômica mundialmente para o uso industrial. No entanto, deve-se destacar que mais de 2 bilhões de pessoas no mundo dependem de carvão ou biomassa sólida tradicional como combustível para cocção, o que implica em problemas de graves problemas de saúde.

No Brasil, o carvão vegetal é utilizado principalmente como agente redutor e térmico nas aplicações industriais, como, por exemplo, na produção de ferro-gusa, aço e cimento, por exemplo. A madeira utilizada para a produção de carvão vegetal se dá no Brasil através de florestas nativas ou plantadas.

O Brasil destaca-se atualmente como “um dos poucos países que realizam P&D na área de produção e uso de carvão vegetal em escala significativa e que representa uma eficiência de cerca de 35%, muito alta se comparada à de vários outros países, em que o nível de eficiência varia entre 10% e 15%” (Bezzon e Rocha, 2005). A preocupação com a eficiência

⁵¹ Esta seção baseou-se em Bezzon e Rocha (2005).

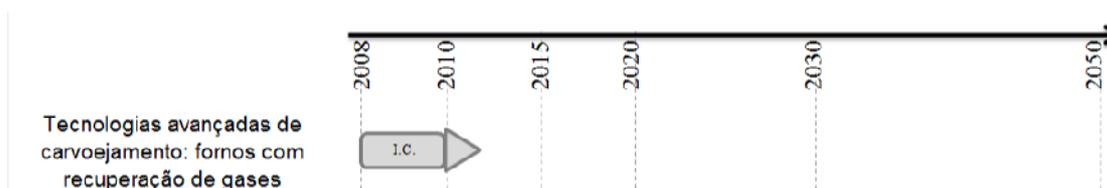
e os custos do carvão vegetal no país surgiu a partir da década de 90 através de alguns industriais e profissionais da indústria.

Um processo desenvolvido na Universidade do Havaí chegou a apresentar rendimentos superiores a 43% e com propriedades semelhantes aos tipos de carvão vegetal comercializados.

A fabricação de carvão vegetal em escala comercial freqüentemente compreende tecnologias sofisticadas e caras, como as retortas, com alta eficiência de conversão, geralmente usadas nos países industrializados. No Brasil a Acesita utilizou esse tipo de tecnologia.

Novas tecnologias de pirólise para a produção de carvão vegetal (Bezzon e Rocha 2005):

- Forno retangular com a recuperação de alcatrão;
- Pirólise de biomassa de alto rendimento sob condições elevadas de pressão para a produção de carvão vegetal;
- Processo contínuo de produção de carvão vegetal.



4.2.12. Gasificação em Pequeno Porte (< 100 kW); Gasificação em Grande Porte (10 – 100 MW) com Ciclo Combinado

De acordo com NIPE (2007), “Sistemas energéticos de pequena capacidade baseados na gasificação de biomassa são comerciais, mas dentro de condições específicas, ou seja, não há viabilidade econômica irrestrita para os mesmos. Quanto às aplicações, o gás de gasificação da biomassa é utilizado no acionamento de motores de combustão interna de pequena capacidade, em sistemas de cogeração, ou em sistemas de combustão combinada (e.g., com carvão mineral)”.

A gasificação da biomassa pode viabilizar tanto a produção de combustíveis líquidos, principalmente para usos automotivos, quanto a geração de eletricidade em larga escala. Nenhuma dessas alternativas está próxima de se tornar economicamente viável.

Nos últimos 15 anos tem havido certo esforço de pesquisa e desenvolvimento relativo à tecnologia BIG-CC (*Biomass Integrated Gasification to Combined Cycles*).

A eficiência do processo de gaseificação é muito alta: a da gaseificação térmica geralmente é de 80 – 85%, avaliada pela energia da mistura de gás combustível em relação ao conteúdo da matéria-prima. Prevê-se uma eficiência final da conversão da biomassa em eletricidade em sistemas BIG-CC de capacidade entre 30-50 MW de 30-40% no curto prazo e superior a 45% a médio e longo prazos. Se os gases forem convertidos em hidrogênio, a eficiência máxima com o emprego de células a combustível pode ser superior a 55%, tomando-se por base o poder calorífico superior (NIPE, 2007). Um ciclo a vapor de tal capacidade tem eficiência térmica na faixa de 20 a 25%.

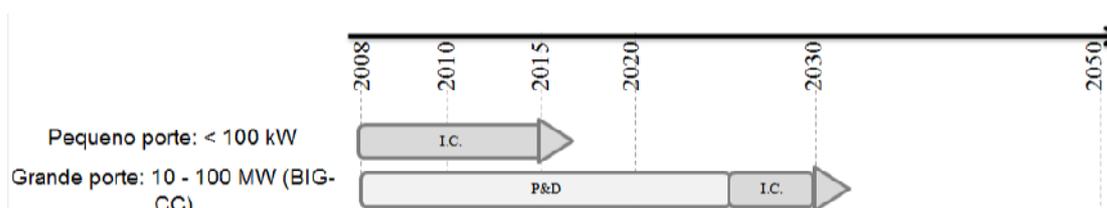
Até o momento, houve somente a instalação de uma planta piloto no mundo, construída e operada durante um período razoável.

Entretanto, certo número de instalações ainda precisa ser construído para que os efeitos de aprendizado induzam significativa redução dos investimentos que, no presente, são estimados entre 2.500-4.000 €/kW instalado para plantas com capacidade na faixa de 5-30 MW líquidos (NIPE, 2007).

No caso brasileiro, o PNE 2030 prevê a entrada em operação de sistemas BIG-CC no setor sucroalcooleiro a partir de 2020 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a), prevendo-se uma participação de aproximadamente 5% e 13% da geração setorial de eletricidade em 2020 e 2030, respectivamente (Correa Neto, 2008).

Para a produção de eletricidade a partir da gaseificação da biomassa as três principais barreiras tecnológicas estão associadas à (NIPE, 2007): (i) gaseificação de biomassa em larga escala, respeitadas determinadas especificações do gás combustível, (ii) limpeza do gás, de forma eficiente e a custos moderados, preferencialmente a quente (para que sejam evitados os custos e as perdas do resfriamento do gás previamente à limpeza), e (iii) operação eficiente das turbinas a gás com queima dos gases de gaseificação.

É sugerido em NIPE (2007) que parte do desenvolvimento tecnológico necessário poderá vir dos esforços que já foram feitos quanto ao uso dos energéticos fósseis, como no caso da gaseificação do carvão mineral e do processo Fischer-Tropsch (FT) a partir de gás natural. E, no mesmo sentido, avanços tecnológicos relativos ao uso da biomassa poderão ser alcançados em sistemas de co-gaseificação (carvão mineral + biomassa) e co-firing (gás natural + gás de gaseificação).



4.2.13. Tecnologias de Combustão Mista (biomassa com carvão e gás natural); Tecnologias de Combustão Avançadas (biomassa, incluindo resíduos)⁵²

Atualmente, no Brasil e em todo o mundo, somente sistemas a vapor são encontrados nas usinas de cana-de-açúcar. Esta é uma tecnologia amplamente conhecida pelo setor e, no Brasil, são utilizados majoritariamente equipamentos de fabricação nacional. Diversos fabricantes de caldeiras, turbinas a vapor e geradores elétricos são encontrados na indústria nacional, sendo que muitos também atendem o mercado externo.

Com relação à tecnologia empregada atualmente, foi verificado que os sistemas de cogeração mais eficientes em operação no setor de cana-de-açúcar nacional são ciclos a vapor que trabalham com vapor vivo a 65 bar de pressão (variando entre 60 e 65 bar na maioria dos casos) e 480 °C de temperatura. A tendência verificada junto aos fabricantes é o emprego de parâmetros mais elevados na geração de vapor, propiciando maior eficiência na geração elétrica.

Parte significativa das vendas ao setor ainda está concentrada em turbinas que operam com vapor a 22 bar/320 °C (sistemas que apenas viabilizam a auto-suficiência do atendimento elétrico) e 42 bar/420 °C (que permitem a geração de excedentes elétricos modestos).

Verifica-se que os sistemas mais modernos de turbinas a vapor nacionais vendidos atualmente para o setor de cana-de-açúcar são turbinas que operam com vapor de entrada a 65 bar e 490 °C e com sistemas de condensação e extração controlada e contra-pressão.

A potência das turbinas nacionais, segundo os fabricantes, está limitada a 50 MW por motivos econômicos, uma vez que os geradores elétricos nacionais atendem somente até esse nível de potência, sendo a importação ainda proibitiva do ponto de vista da viabilidade do investimento. Foi verificado que existe tecnologia na indústria nacional para produção de turbinas a vapor de reação com potência de até 150 MW, operando com vapor de admissão de até 120 bar e 530 °C, mas destinadas ao mercado externo. Alguns projetos estão em andamento visando à compra de turbinas de 85 bar e 520 °C.

O Plano Nacional de Energia 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a) não especifica na publicação as pressões e temperaturas de operação das caldeiras de forma a indicar as tendências de mais longo prazo.

Co-firing: geração de eletricidade

O uso de co-firing com mistura de biomassa e combustíveis fósseis, como gás natural e carvão, poderia aumentar a participação mundial da biomassa na geração de eletricidade de

⁵² Esta seção baseou-se em NIPE (2007).

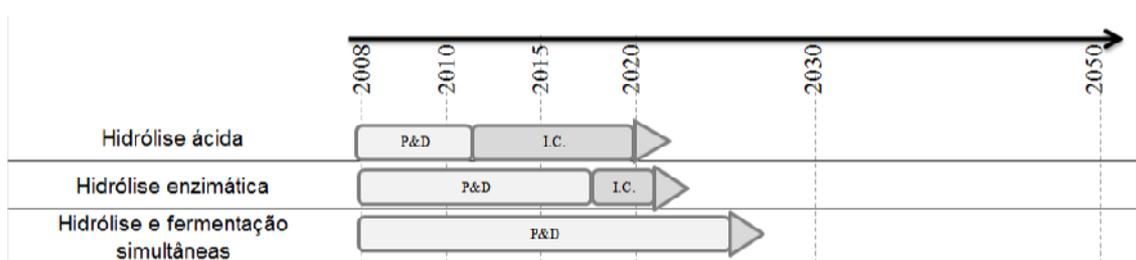
3% para 5% em 2050 e ao mesmo tempo reduzindo as emissões de gases precursores de efeito estufa (IEA, 2006).

O Plano Nacional de Energia 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a) não contempla o uso de co-firing.

Co-firing de biomassa com carvão e óleo combustível em plantas de grande escala modernas e eficientes é economicamente viável (cost-effective) atualmente, requerendo investimentos adicionais moderados (IEA, 2006).

NIPE (2007) chama atenção para a geração de eletricidade em ciclos combinados co-firing utilizando uma mistura de gás natural e gás de gaseificação de biomassa a serem queimadas em turbinas a gás como uma alternativa que até agora não tem sido considerada.

O custo da eletricidade gerada em um sistema puramente BIG-CC (US\$ 96/MWh) seria muito maior do que em um ciclo combinado convencional a gás natural (US\$ 36/MWh), de acordo com estudo preliminar de viabilidade feito recentemente⁵³ (NIPE, 2007). Por outro lado, o dimensionamento de um sistema co-firing que poderia deslocar em até 12% a demanda de gás natural (base mássica) permitiria a produção de eletricidade a custos próximos a 60 US\$/MWh, com certa margem de flexibilidade do ponto de vista da mistura combustível.



4.2.14. Tecnologias Novas para Produção de Etanol (2a. geração)⁵⁴

Segundo Carlos Vaz Rossell (Sugimoto, 2007), sobre as rotas e os processos de hidrólise para os materiais lignocelulósicos da cana-de-açúcar:

“Na situação em que estamos, coloco um prazo de cinco anos para o processo de hidrólise ácida — uma tecnologia de ataque, não totalmente utilizada, mas que permite implantar o processo e depois aperfeiçoá-lo, da mesma forma que fizemos com o etanol. A tecnologia enzimática vai levar mais tempo, em torno de dez anos. Já para o aproveitamento integral — quer dizer, os açúcares da celulose mais os da hemicelulose —, o prazo será mais longo: teremos essa tecnologia disponível no mínimo daqui a 20 anos”.

⁵³ Walter, A., Llagostera, J. Feasibility Analysis of Co-Fired Combined Cycles Using Biomass-Derived Gas and Natural Gas. ECOS 2006, Creta, Grécia, Julho de 2006.

⁵⁴ Esta seção baseou-se principalmente em NIPE (2007).

A Petrobrás anunciou que em 2012 produzirá etanol de segunda geração para exportação juntamente com a iniciativa privada (Canal, 2008).

A seguir serão apresentados alguns processos de hidrólise e estimativas para o caso brasileiro baseados no estudo do NIPE (2007):

- Hidrólise ácida organosolv, Processo DHR.
- Hidrólise enzimática, Processo IOGEN.
- Hidrólise e fermentação simultâneas (SSF)

Hidrólise Ácida

Fez-se uma avaliação da tecnologia DHR: Processo de hidrólise ácida diluída de matérias ligno-celulósicas (bagaço e palha de cana-de-açúcar) em solvente aquo-orgânico para obtenção final de etanol combustível, por se tratar esta de uma opção tecnológica desenvolvida aqui no Brasil, especificamente para bagaço e integrada às destilarias de etanol e por estar num estágio de desenvolvimento e experimentação em escala de demonstração representativa de um processo industrial.

Há alternativas tecnológicas: sacarificação e fermentação simultânea e de microorganismos que tem potencial de bio-sintetizar as enzimas sacarificantes e simultaneamente produzir etanol. Estas tecnologias, no estágio de desenvolvimento atual e considerando as informações disponíveis sobre as mesmas, não apresentam um grau de maturidade para serem inseridas agora nos cenários em estudo até 2025. Processos tais como a sacarificação e fermentação simultânea estão bastante longe de poderem ser levados à prática industrial.

Os processos simultâneos de hidrólise e fermentação são incompatíveis com a fermentação alcoólica convencional praticada em nossas destilarias. Os resultados apresentados pelos que defendem estas estratégias foram obtidos unicamente em laboratório e são preliminares, não havendo informações complementares de balanços de massa e energia e de parâmetros de desempenho.

Hidrólise enzimática

A conversão da celulose pela via enzimática é a tecnologia com mais potencial. A situação atual dos processos de hidrólise enzimática não permite em curto prazo apontar tecnologias que possam ser levadas ao estágio comercial (NIPE, 2007).

O emprego da hidrólise enzimática utilizada no modelo apresentado por NIPE (2007) estabelece uma oferta adicional de etanol de 14% em 2015 e 34% em 2025.

O modelo em estudo considera uma unidade anexa à destilaria que sacarifica o bagaço a um licor rico em ART e a purificação e concentração deste licor. A fermentação, destilação e desidratação de etanol serão realizadas na destilaria que produz etanol de açúcar de cana segundo o processo convencional.

A unidade de hidrólise é fundamentalmente dedicada à produção do licor de açúcares redutores por estar integrada à destilaria de produção de etanol convencional. A tecnologia empregada se fundamenta na proposta da IOGEN (hidrólise enzimática) atualmente em demonstração em Unidade Piloto, adaptada a nossa matéria-prima e ao modus operandi de uma destilaria de Etanol de Cana-de-açúcar.

Nos cenários do estudo do NIPE (2007), a hidrólise foi contemplada em duas grandes safras tecnológicas. A primeira maturaria em um prazo de 10 anos e a segunda em 20 anos. No primeiro caso, produzir-se-ia 12,6 l/t de cana e consistiria em uma etapa intermediária em que ocorreria uma hibridação da hidrólise química com a hidrólise enzimática. O processo de transformação do bagaço em açúcares seria parcial, afetando a celulose.

Em 20 anos, produzir-se-ia 31,8 l/t de cana, quando o processo de transformação da matéria-prima seria mais completo, envolvendo também a hemicelulose, e inteiramente biológico, através da via enzimática.

O que mudaria de uma tecnologia de hidrólise para outra seria o aumento da proporção de bagaço e de palha da cana utilizada como matéria-prima no processo de transformação em álcool. Essas proporções seriam muito mais elevadas em 20 anos, devendo-se de um lado a maiores eficiências energéticas no aproveitamento do bagaço para o processo industrial e por outro em uma maior proporção de recolhimento da palha na colheita, que atingiria 50%.

Os custos estimados seriam (NIPE, 2007):

2015: R\$ 143,82/tonelada de bagaço processado; R\$ 1,53/l de etanol de bagaço;

2025: R\$ 107,01/tonelada de bagaço processado; R\$ 0,72/l de etanol de bagaço;

Sacarificação e fermentação alcoólica simultâneas (SSF)

No estágio atual a tecnologia não está disponível para utilização. Não é possível fazer uma previsão tecnológica dos avanços futuros deste processo. Por enquanto o processo SSF requer continuação de estudo de desenvolvimento em laboratório e bancada. No estágio atual ele ainda esta longe de ser uma tecnologia de aplicação comercial.

O foco principal desta tecnologia é o desenvolvimento de leveduras termotolerantes, considerando que a celulase apresenta atividade enzimática ótima próxima aos 50°C.

Recentemente o MIT desenvolveu uma nova cepa de levedura capaz de converter celulose em etanol de milho que tolera concentrações de etanol de até 18%, quase o dobro da

levedura normal, e rende cerca de 20% a mais de etanol, acelerando a fermentação em até 70%⁵⁵.

4.2.15. Tecnologias Novas para Produção de Biodiesel e H-bio

De modo geral, pode-se afirmar que o biodiesel é um produto comercial. O custo não é competitivo com o diesel mineral, mas há contínuo avanço das tecnologias para a produção (Macedo e Nogueira, 2005).

De maneira simplificada, os processos de conversão de óleos vegetais em combustíveis podem usar transesterificação ou craqueamento.

A transesterificação pode empregar catalisadores (alcalinos, ácidos ou enzimáticos), etanol ou metanol. Com as tecnologias atuais, a transesterificação alcalina é a rota mais interessante. A transesterificação etílica, apesar de mais complexa que a rota metílica, poderá atingir níveis equivalentes de qualidade.

“Não obstante parecer ainda necessário um esforço para o pleno desenvolvimento da rota etílica, alguns afirmam que o processo etílico já estaria pronto para operar comercialmente” (Macedo e Nogueira 2005: p. 85). No caso de uma grande indústria de base nacional, afirma-se ser capaz de atuar no fornecimento de plantas de média e grande escala, em processamento contínuo e rota flexível (etílica e metílica) (Olivério, 2006).

A catálise enzimática, que promete algumas vantagens como menos subprodutos, está em fase inicial de desenvolvimento (Macedo e Nogueira, 2005). Apresenta ainda altos custos. A pesquisa pela rota enzimática no Brasil vem sendo realizada desde os anos 80.

No entanto, a viabilidade para a produção massiva de biodiesel no Brasil dependerá fortemente de alguns fatores importantes e que deverão ser implementados por iniciativa de todos os componentes da cadeia produtiva (Khalil, 2006):

- Aumento da produtividade agrícola de grãos (melhoramento genético e técnicas de manejo)
- Ampliação das fronteiras agrícolas e de modelos produtivos (Semiárido e reforma agrária privada)
- Aumento da eficiência da extração de óleo (maior rendimento e menor custo)
- Adequação das tecnologias atuais de produção de biodiesel aos insumos locais (óleo; álcool e catalisador)
- Reaproveitamento racional dos co-produtos (reuso e reciclagem de farelo e glicerina)

⁵⁵ <http://www.ethanolsummit.com/>

– Adequação da logística nos setores de grãos; óleo e biodiesel (produção; armazenamento, mistura e venda)

– Monitoramento e controle da qualidade dos insumos e produtos (Agências reguladoras e Laboratórios regionais).”

Recentemente diversas pesquisas na área de bioquímica conduziram ao desenvolvimento de processos de transesterificação enzimática, que elimina o uso de compostos alcalinos como catalisador da reação.

Na área de termoquímica houve o surgimento do hidrocraqueamento, mais conhecido por H-Bio, processo patenteado pela Petrobras, que promove a quebra da molécula do óleo vegetal por hidrogenação intensa em unidades de hidrotreatamento (HDT) instaladas em refinarias, simultaneamente com o tratamento do diesel de petróleo.

Também surgiu o craqueamento termocatalítico, que provoca a oxidação da fração glicerina da molécula do óleo e geração de hidrocarbonetos. Em tais processos, não se emprega o álcool e, com isso, oferecem alternativas tecnológicas para a produção industrial de biodiesel, com a redução de investimento em novas plantas e a descentralização da produção para áreas isoladas.

As tecnologias ditas não-convencionais (transesterificação com solvente supercrítico e a transesterificação in situ) são dois exemplos de inovação tecnológica de alto impacto para a produção de biodiesel. O emprego de solvente em condições supercríticas, como o gás carbônico líquido, favorece o processo de transesterificação que ao final da reação tem a remoção do solvente a partir de uma simples descompressão controlada do reator. O grau de pureza do produto final (biodiesel) é elevado, no entanto o custo operacional dessa tecnologia não permite ainda sua aplicação em escala industrial.

A tecnologia de transesterificação in situ (a Petrobras possui uma patente) promove toda a reação de alcóólise do óleo, ainda dentro das estruturas dos grãos, que uma vez triturada e filtrada libera a totalidade do conteúdo de óleo já na forma de biodiesel. Por esse avanço, permite-se uma extração plena do óleo, sem comprometer a qualidade do produto. Eliminam-se assim as etapas de extração e refino do óleo vegetal e tendo como matéria-prima o grão de menor valor de compra. Os co-produtos do processo, como a casca e a polpa, têm destinações valoradas, respectivamente na produção de fertilizante orgânico e na produção de etanol e ração animal. Em consequência desses fatores, teremos uma significativa redução do custo de produção do biodiesel.

A consolidação dessa tecnologia está sendo alcançada com a conclusão da montagem e pré-operação de uma planta semi-industrial, localizada no Pólo Industrial de Guamaré-RN. A planta experimental deverá produzir em plena carga cerca de 42 mil litros de biodiesel por dia

pela rota etílica, partindo-se de semente de mamona, produzida localmente em agricultura familiar local.

4.2.16. Resíduos Sólidos Urbanos

A produção de biogás a partir de resíduos sólidos urbanos é uma alternativa para o pré-tratamento dos resíduos e para geração de eletricidade, calor ou uso como combustível. O processo é feito através da digestão anaeróbica da matéria orgânica por bactérias. Em várias indústrias a água contaminada (*wastewater*) é pré-tratada em biodigestores anaeróbicos e o biogás aproveitado. O esgoto também é comumente pré-tratado em vários países. A estação de tratamento da Sabesp de Barueri possui um projeto de demonstração de uma microturbina que funciona com biogás proveniente do esgoto tratado.

O biogás é tipicamente composto por 50-80% de metano, 20-50% de CO₂ e traços de gases como hidrogênio, monóxido de carbono e nitrogênio⁵⁶. Já o gás natural é composto por mais de 70% de metano e o restante é formado em grande parte por hidrocarbonetos, como propano e butano, e pequenas quantidades de CO₂ e contaminantes.

Estima-se que 12 mil veículos utilizam biogás mundialmente, prevendo-se que salte para 70 mil em 2010. A maior parte situa-se na Europa. Na Suécia, mais da metade do gás utilizado em seus 11.500 veículos a gás natural é biogás. Alemanha e Áustria estabeleceram metas de utilização de 20% de biogás nos seus veículos a gás natural (Holm-Nielsen, 2007).

Tecnologicamente o processo de produção de biogás e seu uso são dominados. As tecnologias mais comuns empregadas para a produção de biogás são através da coleta do biogás por meio de dutos distribuídos no próprio aterro sanitário (como no caso da planta Novagerar no aterro Bandeirantes) e de biodigestores anaeróbicos. O biogás produzido pode ser utilizado em turbinas a gás e ciclos combinados, sendo este último mais eficiente. A produção de eletricidade pode também ser realizada através da incineração dos resíduos.

De acordo com o PNE 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a), “o potencial de aproveitamento energético de resíduos urbanos é grande, mas enfrenta ainda desafios importantes a serem vencidos, relacionados a questões técnicas, regulatórias e institucionais, principalmente quanto aos sistemas de coleta, separação e estocagem. Não são questões de solução trivial e que devem demandar ainda um longo tempo para serem equacionadas. Apesar de algumas iniciativas já ocorrerem hoje, considerou-se que não antes de 2015 se teria o aproveitamento energético do lixo como alternativa em grande escala. Contudo, uma vez equacionadas essas questões, a difusão da alternativa se fará rapidamente”.

As opções tecnológicas disponíveis para geração de eletricidade a partir de resíduos sólidos urbanos no Brasil consideradas no PNE 2030 (Empresa de Pesquisa Energética,

⁵⁶ http://www.eere.energy.gov/afdc/fuels/emerging_biogas_what_is.html

2007a) são biogás de aterro sanitário, digestão anaeróbica através de reatores, incineração e ciclo combinado otimizado.

4.2.17. Energia Solar Térmica de Baixa Temperatura

O uso de energia solar para aquecimento a baixas temperaturas é feito com tecnologias comerciais em todo o mundo, especialmente para o aquecimento de água. É também utilizado para processos de secagem e refrigeração (sistemas de absorção). As tecnologias utilizam, em sua maior parte, coletores solares planos fechados ou abertos dependendo da temperatura desejada.

De 2001 até 2006, o Brasil duplicou a área de coletores solares: de 1,5 milhão de m² para 3,1 milhões de m² (Goeking, 2008; Macedo, 2003).

Ainda em 2008 o Governo Federal planeja lançar o Programa Solar 2008-2015 que prevê para 2015 uma área instalada de cerca de 15 milhões de m² (Goeking, 2008).

Esse setor possui grande potencial para expansão no país e os principais desenvolvimentos deverão se feitos compreendendo as seguintes áreas (Macedo, 2003):

- Redução de custos: manufatura, materiais, qualidade da automação
- Aumento da eficiência de conversão: películas, tintas, isolamento, novas coberturas.
- Análise de componentes / sistemas completos
- Novos tipos de coletores (tubos evacuados, concentradores estáticos)(80)
- Suporte de engenharia a projetos: softwares, contratos de desempenho
- Demonstração no sistema de habitação; pré-aquecimento industrial, hotéis, escolas, etc.
- Capacitação de profissionais.

Os Estados Unidos está desenvolvendo por meio de parceria público-privada coletores solares planos poliméricos (DOE, 2007d). No caso brasileiro, entrou recentemente no mercado um novo sistema de acumulação e coletores solares fabricados com plástico de engenharia termo-resistentes.

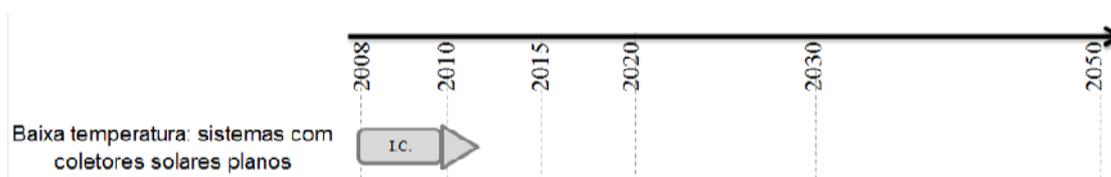
Para o caso brasileiro, a tecnologia de sistemas solares para aquecimento de água sanitária com coletores planos fechados ou abertos é madura tecnologicamente e comercialmente competitiva considerando a vida útil do sistema.

Há a necessidade de continuação de atividades de P&D para as tecnologias comercialmente existentes e para as novas, assim como demonstração de novos sistemas/conceitos. São necessárias, em especial, maiores pesquisas em aquecedores solares de baixo custo (durabilidade, segurança, desempenho energético e fitossanitário, por exemplo).

Há barreiras para a penetração da tecnologia no mercado, sendo elas essencialmente econômicas, de informação e de transformação de mercado.

A dificuldade de sua adoção (maior penetração no mercado) é o alto investimento inicial no sistema, em obras de infra-estrutura, engenharia e instalação frente aos chuveiros elétricos e sistemas de acumulação com gás natural.

O poder público e o mercado vêm criando mecanismos para garantia da qualidade dos equipamentos (etiquetagem de coletores solares e reservatórios térmicos⁵⁷), do fornecimento, instalação e pós-venda (Programa Qualisol), de alterações nos códigos de obras municipais⁵⁸. Essas são algumas atividades que vêm promovendo a transformação de mercado para o uso da tecnologia de aquecimento solar de água, principalmente nos dois últimos anos.



4.3. TRANSMISSÃO, DISTRIBUIÇÃO E USO FINAL

4.3.1. Transmissão e Distribuição de Gás Natural

O envelhecimento da infra-estrutura, o aumento da demanda, a crescente importância do gás na geração de eletricidade, o crescimento esperado do gás natural liquefeito, o aumento da segurança e a desregulamentação do setor têm exigido muito da infra-estrutura de gás natural no mundo (DOE, 2004). Por se tratarem de tecnologias em sua maioria maturadas, esforços de P&D se concentram em empresas privadas.

O DOE, nos EUA, realiza parcerias de pesquisa e desenvolvimento no mundo, concentrados em:

Tecnologias de inspeção:

⁵⁷ Respectivamente, os programas de etiquetagem foram criados em 1997 e 1999. Em 2000 passaram a receber o Selo Procel.

⁵⁸ Até o final de 2007, o país possuía 12 leis municipais aprovadas de incentivo à tecnologia e 49 projetos de leis em tramitação nas câmaras municipais brasileiras (Goeking, 2008).

- Automação: desenvolvimento de equipamentos de comunicação padrão de baixo custo
- Sensores: desenvolvimento de tecnologias de inspeção interna diferentes dos pigs (robôs de inspeção com câmeras)

Sensoriamento remoto:

- Integridade dos ativos: sensores de detecção quando alguém se aproxima
- Integração de tecnologias GPS e GIS para um mapeamento acurado e imediato
- Detecção de vazamentos: tecnologias de detecção de vazamentos a laser; quantificação do vazamento

Desenvolvimento de materiais:

- Ferramentas de reparo: robôs para o reparo de corrosão interna
- Tubulação inteligente: auto-monitoramento e auto-consertos de tubulações.
- Materiais metálicos que resistam altas pressões de transmissão a baixo custo.
- Materiais poliméricos que resistam a pressões acima de 7 bar (para redes de distribuição) de baixo custo

Tecnologias operacionais:

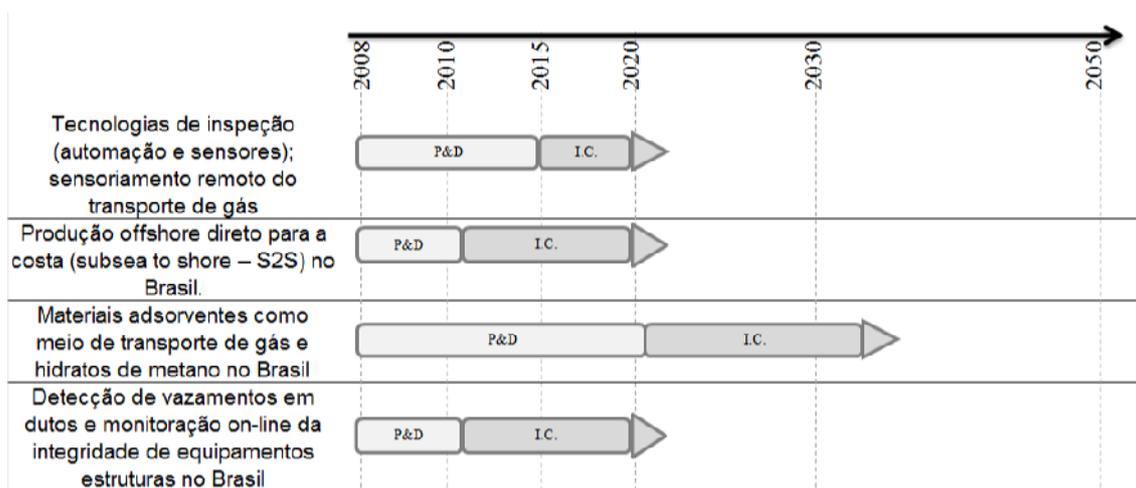
- Compressores: compressores de alta eficiência, baixo custo no controle das emissões e multifunção.
- Corrosão: pesquisas em quebra por stress devido a corrosão
- Tecnologias de medição: tecnologias apuradas de medição de energia (kcal), visando otimizar a quantidade de gás transportada (estima-se de 10-15% a mais.).

Segurança:

- Sistema SCADA seguro

Estas linhas de pesquisa são importantes para o desenvolvimento futuro da indústria do gás natural; espera-se que a maior parte destas tecnologias estejam tecnicamente disponíveis até 2015, para o início de sua implementação comercial (DOE, 2004).

No Brasil, de acordo com CGEE (2007a), a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) da produção *offshore* de gás direto para a costa (*subsea to shore* – S2S) se dará entre 2011 e 2020; no caso de métodos de utilização de materiais adsorventes como meio de transporte de gás e hidratos de metano, a implementação comercial se dará entre 2021 e 2035; tecnologia para a detecção de vazamentos em dutos e monitoração on-line da integridade de equipamentos estruturas entre 2011 e 2020.

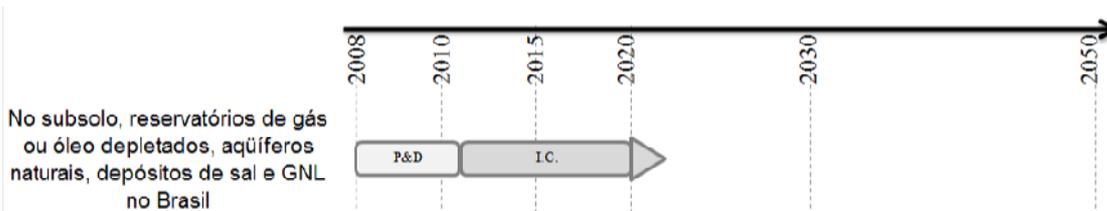


4.3.2. Armazenamento de Gás Natural

O armazenamento de gás natural é amplamente utilizado no mundo, permitindo com que as redes de transmissão de gás possam funcionar de uma forma mais constante e eficiente. Em períodos de baixa demanda, o gás natural é injetado nos reservatórios, em períodos de picos de demanda, retirado. O gás natural pode ser armazenado de diversas formas. A mais comum é no subsolo, em reservatórios de gás ou óleo depletados, aquíferos naturais, ou em cavidades criadas em grandes depósitos de sal. Outra forma de se armazenar gás é através de estações de GNL em *stand-by*; esta solução é utilizada no Japão, já que mais de 95% do gás natural consumido no país é proveniente de GNL.

Outra solução está na própria tubulação. O aumento da pressão da tubulação em períodos de pico é uma forma de se armazenar gás no curto prazo. No Reino Unido, por exemplo, o incremento da oferta pode chegar a 3% da demanda total com o aumento de pressão (IEA, 2002). Existem algumas formas não convencionais para o armazenamento de gás natural, que ainda estão em fase inicial de pesquisa. As formas não convencionais mais pesquisadas atualmente incluem os hidratos de metano e o GNL no subsolo.

No Brasil, não existe ainda uma infra-estrutura de armazenamento de gás natural. De acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do setor acredita que a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) dar-se-á entre 2011 e 2020.

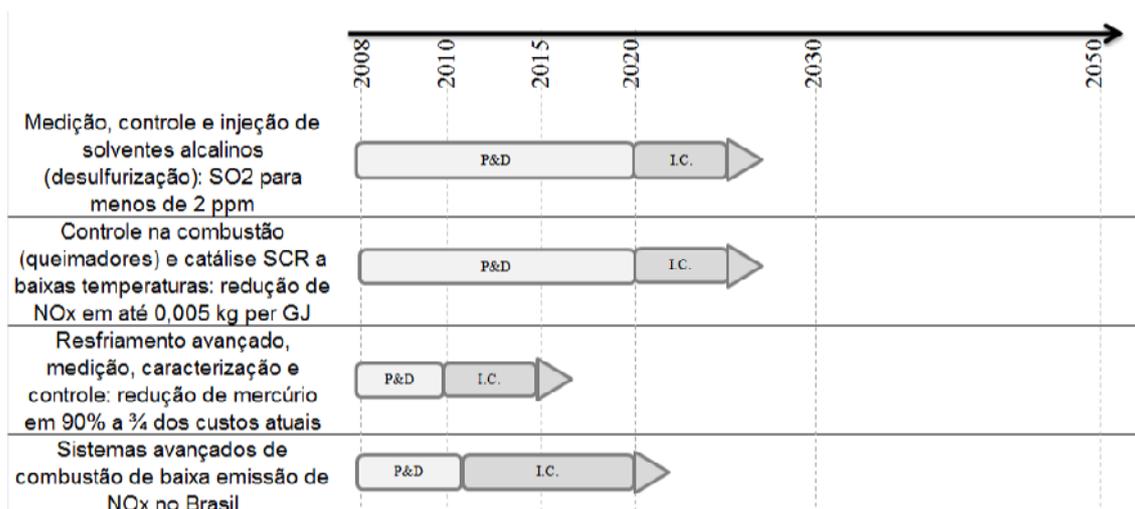


4.3.3. Queimadores Combustíveis e Controle de Emissões

As tecnologias de queimadores são intimamente relacionadas com as turbinas e caldeiras para a geração de vapor e queima direta (fornos e secadores). O foco nas pesquisas está ligada na queima eficiente do combustível, nível de emissões e uso de multicombutíveis. Isto inclui tecnologias de monitoramento e controle automáticos (sensores), dependendo do tipo e qualidade do combustível. O desenvolvimento desta tecnologia beneficia diretamente o meio-ambiente, através da diminuição de emissões através de queimas mais completas, auxiliado por processos de redução de emissões pré e pós-combustão.

Nos Estados Unidos, já é possível a implementação comercial de tecnologias para a redução de 50-70% de mercúrio e redução de NOx para ao menos 0,065 kg/GJ, ambos a 50-75% dos custos atuais dos redutores catalíticos seletivos (SCR). Até 2010, novas tecnologias de resfriamento avançado, medição, caracterização e controle poderão reduzir o mercúrio em 90% a ¾ dos custos atuais (DOE, 2006c). Até 2020 redução de NOx em até 0,005 kg/GJ, através do controle na combustão (queimadores) e catálise SCR a baixas temperaturas, também a ¾ dos custos atuais (DOE, 2006c); controle de vapor de SO₂ para menos de 2 ppm principalmente através de através de tecnologias de medição, controle e injeção de solventes alcalinos (dessulfurização).

No Brasil, de acordo com CGEE (2007a), a maioria dos especialistas do setor acredita que sistemas avançados de combustão de baixa emissão de NOx serão implementadas comercialmente (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) entre 2011 e 2020 no país.



4.3.4. Separação, Captura e Sequestro de Carbono

O sequestro de carbono se inicia com a separação e captura de CO₂ de usinas termelétricas e outras fontes estacionárias. A captura pode ser realizada através dos processos de pós-combustão, pré-combustão e também oxicomustão.

A captura pós-combustão é realizada principalmente em usinas convencionais de carvão e gás natural, normalmente através da mistura de solventes químicos num vaso de absorção após a combustão (separando os gases de Nitrogênio e CO₂). A captura de pré-combustão é realizada em usinas de gasificação, em que o combustível é convertido em componentes gasosos através de calor e pressão na presença de vapor. A captura de CO₂ através do processo de oxicomustão é realizada num ambiente enriquecido de oxigênio (DOE, 2007a; IEA, 2004a). Os custos atuais de sequestro e armazenamento de carbono estão em torno de US\$ 50-100 por tonelada; até 2030, estas tecnologias tendem a se situar abaixo de US\$ 25 (DOE, 2007b).

Com relação a P&D na área de captura de carbono (IEA, 2006) destaca-se as seguintes opções conforme a tecnologia de geração:

Usinas a carvão pulverizado supercríticas com a separação de CO₂ nos gases de escape: para este tipo de usina, está sendo desenvolvido nos EUA, Europa e Japão uma membrana de contato; neste processo, solventes químicos absorvem o CO₂, depois há a passagem numa membrana que separa o gás do solvente. Esta área ainda necessita de desenvolvimento para a minimização de perdas de reagentes, corrosão, e redução de efeitos secundários no aumento dos custos e diminuição da eficiência global.

Usinas a carvão pulverizado supercríticas com oxicomustão: conforme descrito acima, a captura de CO₂ através do processo de oxicomustão envolve a queima do carvão num ambiente rico em oxigênio; os gases ricos em CO₂ da caldeira são resfriados, condensados e removidos, e o vapor reciclado é devolvido à caldeira. A eficiência da caldeira de oxicomustão precisa ser melhorada. A vantagem com relação aos sistemas de pós combustão é a dramática diminuição de NO_x; é o melhor método pra a co-disposição de SO₂ e NO_x, pó e mercúrio, bem como CO₂.

Gaseificação integrada em ciclo combinado de carvão: numa planta IGCC com captura de carbono, o gás de síntese seria enviado a um reator para a conversão de CO em CO₂ e H₂ adicional. O CO₂ seria separado e o H₂ queimado numa turbina a gás. Com uma alta concentração de CO₂ após a queima, o CO₂ seria removido com a utilização de solventes físicos (cal e dolomita). Esta tecnologia já é conhecida. Os Estados Unidos e outros países estão focando suas pesquisas na captura e armazenamento geológico de carbono.

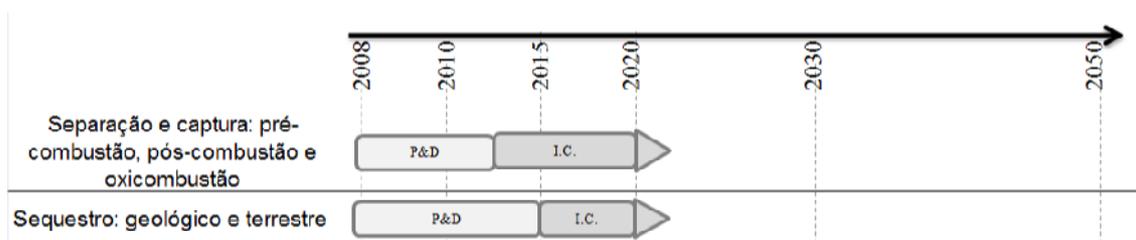
Gás natural em ciclo combinado com captura de carbono: a absorção de CO₂ através de gases de escape de usinas tipo NGCC é baseada em tecnologia existente. Esforços estão

sendo direcionados no desenvolvimento de solventes e design de plantas para otimizar a utilização do calor desperdiçado.

De acordo com (DOE, 2007a), tecnologias de separação e captura de carbono estarão em P&D (desenvolvimento tecnológico e demonstração) até 2012, para posterior implementação comercial.

Armazenamento de carbono é realizado dentro de um repositório em que o CO₂ permanecerá armazenado por tempo indeterminado. Tanto o seqüestro geológico e terrestre é possível, sendo as principais linhas de pesquisa de países como os Estados Unidos e Europa. De acordo com IEA (2004), aquíferos salinos, poços de petróleo depletados são as melhores opções para o armazenamento no subsolo; armazenamento oceânico (armazenamento em coluna de água) é problemático devido aos impactos ambientais desconhecidos.

Tecnologias de seqüestro de carbono estarão em fase de P&D até 2015 (DOE, 2007a), para posterior implementação comercial.



4.3.5. Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

FACTS - Flexible AC Transmission Systems

A flexibilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição associada aos controladores do sistema que utilizam eletrônica de potência teve seu início no final dos anos 80. Em 1988 a tecnologia FACTS foi lançada por N. G. Hingorani.

O conceito de sistemas com fluxos de potência controláveis, ou "*Flexible AC Transmission Systems*" (FACTS), são dispositivos para o controle dos fluxos nas redes de energia elétrica. Estes dispositivos são pesquisados com dois objetivos principais:

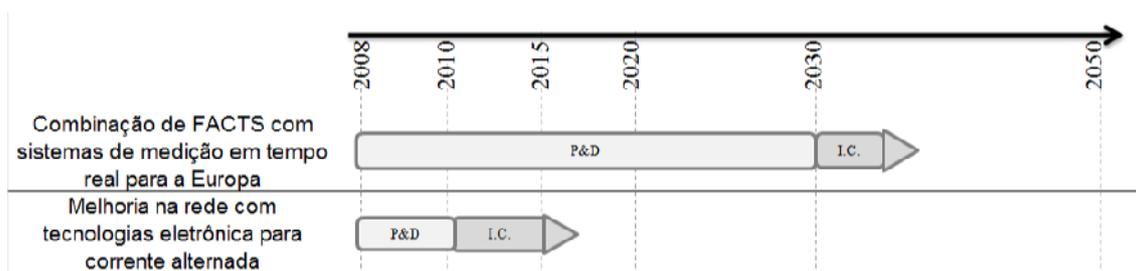
- (i) aumentar a capacidade de transmissão de potência das redes;
- (ii) controlar diretamente o fluxo de potência em rotas específicas de transmissão.

(Watanabe et alli, 1998)

As novas tecnologias FACTS aplicadas ao sistema de transmissão, com base em eletrônica de potência, podem também ser úteis à distribuição. Para tal é preciso conduzir um procedimento de consolidação da utilização e dos desempenhos destas para a sua aplicação sem riscos (Masuda, 2006).

A aplicação da tecnologia FACTS na distribuição possibilita benefícios tais como: flexibilização do uso da rede, operação de linhas em paralelo, direcionamento do fluxo de potência por caminhos mais adequados, ajustar continuamente o suporte de reativos durante a operação, condicionamento da qualidade da energia elétrica às restrições das normas vigentes, controle dinâmico do fluxo de potência, otimização dos ativos da empresa, visto que permite a operação com o máximo carregamento dos seus equipamentos (Masuda, 2006)

Essas aplicações são de extrema importância para a consolidação das redes inteligentes.



(EuRenDel, 2004)

Supercondutores

Supercondutores são divididos em dois tipos, low-temperature (LTS) e high-temperature (HTS). O que diferencia os dois é o nível de temperatura para atingir a supercondutividade.

- **Low Temperature Superconductors (LTS)**

O LTS foi descoberto em 1911. Materiais precisam ser resfriados a 4 K (menos 269 graus Celsius), que é conseguido usando hélio líquido. A maior aplicação comercial para esses supercondutores é na área de saúde para ressonância magnética.

- **High Temperature Superconductors (HTS)**

Descoberto em 1986 na Suíça o HTS “cerâmico” abriu a possibilidade de aplicar a supercondutividade aos dispositivos de potência elétricos. Na sigla HTS o H “high” se refere à elevada temperatura, aproximadamente 77 K (menos 190 graus Celsius) necessário para se conseguir a supercondutividade utilizando-se o nitrogênio líquido que é mais barato. A necessidade de refrigeração reduzida do HTS oferece vantagens de desempenho aos dispositivos de potência elétricos que não existiam com o LTS.

A tecnologia de supercondutividade que a SuperPower INC. (<http://www.superpower-inc.com>) está desenvolvendo já se encontra na segunda geração de HTS. A primeira geração “bismuth-based”, demonstrou a variedade de possíveis aplicações na área de transmissão e distribuição, tais como, condutores para redes de transmissão, transformadores, limitadores de

corrente, motores e geradores. A segunda geração, "Yttrium-based HTS material (YBCO)" vem sendo desenvolvida mais recentemente. A segunda geração oferece duas performances, altas temperaturas e campo magnético superior e ainda melhor custo benefício. A segunda geração quando comparada com a primeira possui: projeto de menor custo, desempenho superior em campos magnéticos e propriedades mecânicas superiores.

Pradeep Haldar, um dos cientistas da Intermagnetics (<http://www.igc.com/>) que ajudou a criar a SuperPower INC. atua na área de energia da Universidade de Albany e diz que a adoção da tecnologia de HTS por clientes pode demorar de cinco a 10 anos, dependendo das necessidades de energia do país.

- **Cabos para Transmissão HTS**

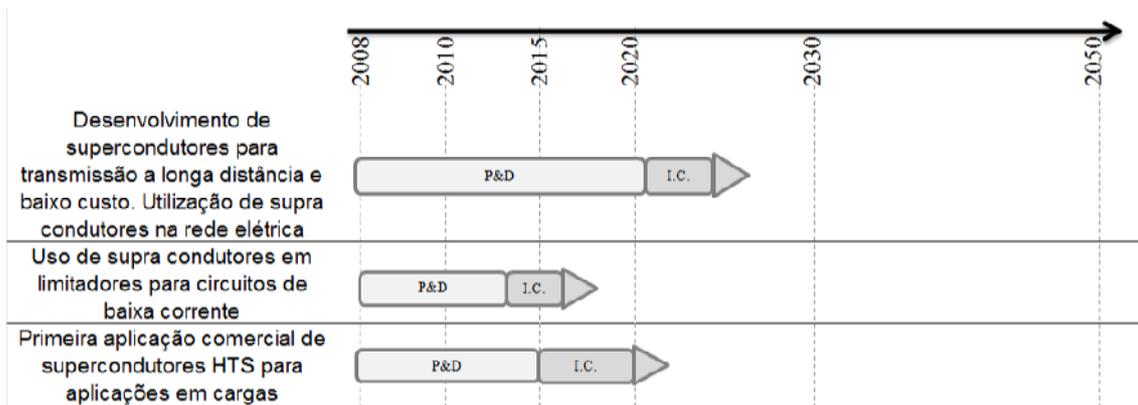
Os supercondutores a alta temperatura, *High Temperature Superconducting* (HTS), são condutores que transportam altos valores de corrente elétrica possibilitando aumentar a densidade de carga na área atendida de 2 a 8 vezes maior. As atuais perdas do sistema dos condutores tradicionais de 6 a 10% serão quase que totalmente reduzidas.

Os benefícios dos cabos HTS são: capacidade de condução de corrente de 3 a 5 vezes maior que os tradicionais condutores de cobre e alumínio, não gera praticamente perdas elétricas por aquecimento, ambientalmente correto com o uso de resfriamento por nitrogênio líquido, pode ser instalado em dutos na mesma infra-estrutura existente da rede subterrânea, utiliza menor espaço que os cabos tradicionais, deixando espaço para futuras expansões, reduz a necessidade de TAP nos transformadores da rede, reduzindo seus custos.

- **Transformadores HTS**

Um protótipo de transformador HTS 5/10 MVA foi desenvolvido utilizando os resultados da primeira geração de HTS, um problema com o sistema dielétrico impediu que fosse conectado à rede. Serão desenvolvidas pesquisas mais avançadas com foco na aplicação da segunda geração de HTS.

Os benefícios do transformador HTS são: redução de perdas, menor tamanho, mais leve, mais silencioso, pode funcionar com sobrecarga sem perder a vida útil, não necessita resfriamento por óleo como transformadores tradicionais (melhorando as questões ambientais), provê maior potência por unidade de volume, aproveitando melhor os espaços das subestações.



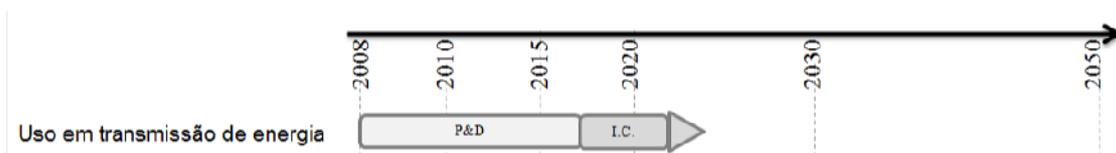
(EuRenDel, 2004)

Nanotecnologia de carbono

Elaborado com tubos de carbono o “*armchair quantum wire*,” é 100.000 vezes mais fino que um cabelo humano. As aplicações de nanotubos de carbono na confecção de condutores elétricos possibilitam maior eficiência e a aplicação em maiores distâncias que os condutores de cobre e alumínio utilizados atualmente.

De acordo com Dr. Wade Adams do Richard E. Smalley Institute for Nanoscale Science and Technology⁵⁹ os condutores fabricados com nanotubos de carbono conduzem 100 milhões de Ampéres por milhares de quilômetros sem muitas perdas em eficiência. Os condutores tradicionais, cobre e alumínio, conduzem por volta de 2000 Ampéres por centenas de quilômetros com perdas por aquecimento entre 6 e 8%.

Esses condutores permitirão transmitir energias renováveis, por exemplo, solar e eólica, de locais distantes para grandes centros consumidores e até de continente para continente (Rice University, 2008).



4.3.6. Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – Redes Inteligentes⁶⁰

O conceito de Rede Inteligente “Smart Grid” busca incorporar ao tradicional sistema elétrico tecnologias de informação digital, sensoriamento, monitoramento e telecomunicações para um melhor desempenho da rede, identificando antecipadamente suas falhas e

⁵⁹ “Richard E. Smalley Institute for Nanoscale Science and Technology” é uma organização financiada pela Rice University, Houston, Texas para desenvolver ciência e tecnologia em escala nanométrica.

⁶⁰ O texto sobre redes inteligentes baseou-se nas referências: CPqD (2008), S&C (2008), Mazza (2005).

capacitando-a a se auto-recompôr, em tempo real, diante de ocorrências que afetem seu desempenho. Alguns autores trabalham com o conceito de “Smart energy” como a aplicação da tecnologia de informação digital e o de “Smart Grid” como o produto de aplicar a “Smart energy” ao sistema elétrico.

O sistema elétrico deve obedecer indicadores de qualidade e continuidade, a instalação de redes inteligentes pode necessitar de “testes” que prejudiquem esses indicadores.

A aplicação de redes inteligentes gera ganhos com eficiência energética e geração distribuída, de maneira que esses ganhos deveriam ser considerados na tarifa como forma de incentivar as empresas a investirem nessas tecnologias.

O gerenciamento das redes inteligentes podem ser executados por controle digital, análise dos problemas em tempo real e chaves automatizadas. Essas tecnologias possibilitarão os equipamentos da rede tomar decisões e resolver os problemas, cujas soluções estarão previamente programadas.

O gerenciamento do uso final de energia e a operação mais econômica da rede possibilitam uma economia no horário de ponta e conseqüente redução de investimentos no crescimento do sistema elétrico.

Redução de emissões com as práticas: eficiência energética, geração distribuída e uso de energias renováveis combinando com não renováveis.

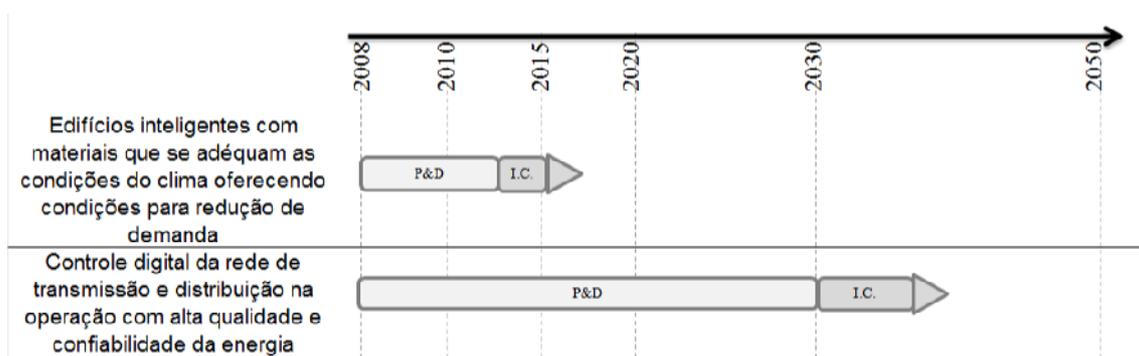
As tecnologias existentes são:

- Interconexões para Geração Distribuída;
- Integração das redes com tecnologias de armazenagem de energia; solar, eólica, *flywheels*, sistema com o uso de baterias comuns *lead-acid*, baterias *sodium sulfur* que estão em produção comercial e uso no Japão e *reversible flow batteries* que se encontram em desenvolvimento e de unidades *Superconducting Magnetic Energy Storage*.
- Equipamentos que permitam gerenciamento da rede em tempo real;
- Automação da Transmissão e Distribuição: permite operações remotas; permite sistemas de isolamento de defeitos e restauração automática.
- Duplo sentido de comunicação entre concessionária e consumidores: corte de carga dos consumidores nos horários de pico ou por necessidade da rede.

Redes de Comunicação:

- Medidores Inteligentes: permite diferentes preços de tarifas de energia elétrica em diferentes horários do dia, incentivando a redução de consumo nos horários de ponta.
- Sistemas inteligentes para gerenciamento de cargas de edifícios.
- Qualidade de Energia: regulação de tensão, nas manobras de rede pode haver a necessidade de correção do nível de tensão; restaurador dinâmico de tensão, protege as cargas contra distúrbios durante afundamentos e depressões de tensão.

A rede inteligente utiliza várias tecnologias que podem ser instaladas na rede de transmissão e distribuição à medida que as exigências dos consumidores ou regulatórias direcionem para necessidades de melhor qualidade de energia e maior confiabilidade do sistema elétrico. Essas tecnologias podem ser mais sofisticadas na medida em que vai se agregando sistemas de controle digitais e seus custos geometricamente agregados.



(EuRenDel, 2004)

4.3.7. Sistemas de Armazenagem

Bateria Lead-Acid

Lead-acid é uma das mais antigas e mais desenvolvido tipo de bateria. É a mais popular e de menor custo para as situações de armazenagem para qualidade de energia, UPS (Uninterruptible Power Supply) e algumas aplicações pontuais de reserva. A sua aplicação para gerenciamento de energia tem sido restrita por ter um ciclo de vida bem curto. A quantidade de energia (kWh) que ela pode fornecer não é fixa e depende da sua taxa de descarga.

A sua maior aplicação é de 40 MWh (10 MW) sistema instalado em Chino, California, construído em 1988 (Electricity Storage Association, 2008)

Bateria Li-Ion -Lithium Ion

As principais vantagens das baterias de Li-ion quando comparada com outras baterias são:

- Alta densidade energética (300 - 400 kWh/m³, 130 kWh/ton)
- Alta eficiência (próxima a 100%)
- Longo ciclo de vida (3000 ciclos a 80% de descarga)

Desenvolvimento: A bateria de Li-ion dominará 50% do mercado de portáteis em poucos anos, existendo desafios para essa bateria em larga escala. O maior deles é o custo (aproximadamente US\$600/kWh) feita com empacotamentos especiais e com circuitos de proteção de sobrecarga.

Algumas empresas estão trabalhando na redução dos custos de fabricação para atingir um mercado de energia de multi-kW, kWh de capacidade suficientes para o setor residencial e comercial. A indústria automobilística tem sido a principal desenvolvedora (Electricity Storage Association, sd).

Bateria Metal-Air

A Bateria de *metal-air* é a mais compacta e potencialmente a mais barata entre as disponíveis, além de ser ambientalmente correta. A maior desvantagem é que o seu re-carregamento é muito difícil e ineficiente. O re-carregamento em desenvolvimento é para poucas centenas de ciclos e com eficiência de 50%.

Desenvolvimento:

A alta densidade energética e o seu baixo custo fazem da bateria de metal-air ideal para muitas aplicações em sistemas primários de bateria, no entanto o seu re-carregamento precisa ser desenvolvido para poder competir com outras tecnologias de re-carregamento do mercado (Electricity Storage Association, 2008)

Bateria NaS -Sodium Sulfur

A tecnologia da bateria de NaS tem sido experimentada em 30 locais no Japão totalizando mais de 20 MW em energia armazenada por 8 horas diárias nos picos de demanda. A maior instalação é de 6MW, 8h em uma unidade da Tokyo Electric Power Company.

Desenvolvimento:

Está sob avaliação no Mercado Americano a aplicação combinada de qualidade de energia com pico de demanda (Electricity Storage Association, 2008)

PSB - Polysulfide Bromide Flow Battery

As experiências com a bateria de *Polysulfide Bromide*, em escala comercial, com as plantas de Innogy's Little Barford Power Station no Reino Unido e Mississippi (USA) não foram concluídas (Electricity Storage Association, 2008; TVA's "Green" Power, 2008).

Super Capacitor

Comparado com as baterias de lead-acid o capacitor eletroquímico tem menor densidade de energia, porém tem seu ciclo dezenas de milhares vezes maior e são mais potentes que as baterias e possuem rápida capacidade de carga e descarga.

Os capacitores eletroquímicos de baixa capacidade estão bastante desenvolvidos, os de maiores densidade de energia acima de 20 kWh/m³ continuam em desenvolvimento. (Electricity Storage Association, 2008).

Bateria VRB -Vanadium Redox Flow Battery

As baterias VRB tiveram seu pioneirismo na Australian University of New South Wales (UNSW) no início dos anos 80 e sua patente tirada em 1998 quando a licenciaram para Sumitomo Electric Industries (SEI) e VRB Power Systems. Essas baterias tem capacidade de armazenagem acima de 500 kW e 10 hrs (5 MWh) e tem sido produzidas no Japão pela SEI. Essas baterias também são aplicadas em sistemas de controle da qualidade de energia (3 MW, 1.5 s) (Electricity Storage Association, 2008).

Baterias ZnBr -Zinc Bromine Flow Battery

A bateria de ZnBr foi desenvolvida no início dos anos 1970 pela EXXON. Ao longo dos anos muitas baterias ZnBr multi-kWh tem sido construídas e testadas. Em 1991 foi instalada uma de 1MW/4MWh na empresa Kyushu Electric Power company. Algumas unidades seladas estão disponíveis complementadas com chumbo e eletrônica de potência (Electricity Storage Association, 2008)

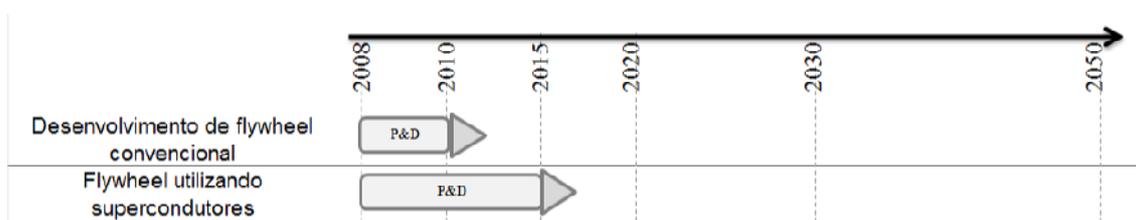
Flywheels

Flywheel Energy Storage (FES) funciona com a aceleração do rotor, flywheel, a alta velocidade mantém o sistema com a energia rotacional. A energia é convertida com a desaceleração do rotor (*flywheel*).

A maioria das FES utiliza sistemas elétricos para acelerar e desacelerar o rotor, flywheel, unidades que utilizam diretamente a energia mecânica tem sido desenvolvidas.

O desenvolvimento de flywheels com altas cargas para aplicações em espaço aéreo e UPS (Uninterruptible Power Supply) tem avançado e existe também um esforço pioneiro da

Beacon Power em otimizar flywheels para operar em longa duração (muitas horas) a um baixo custo. Sistemas de 2 kW / 6 kWh tem sido utilizado em telecomunicações (Electricity Storage Association, 2008)



(EuRenDel, 2004)

4.3.8. High Voltage Direct Current (HVDC)

A energia elétrica é transportada na maioria das vezes em longas distâncias em corrente alterna (C.A.) em tensões que variam de 138 quilovolts a 765 quilovolts. Esta escolha foi feita a mais de 100 anos porque é mais fácil transformar a fonte de corrente alternada, do que a fonte de corrente contínua (C.C.).

As perdas na rede de transmissão aérea de alta tensão em C.A. são da ordem de 15% por 1 000 quilômetros em 380 quilovolts e 8% por 1 000 quilômetros em 750 quilovolts.

Com o desenvolvimento de equipamentos, tornou-se possível transmitir a energia elétrica em corrente contínua em tensões mais altas e distâncias mais longas com perdas mais baixas tipicamente ao redor 3% por 1 000 quilômetros (IEA, 2008).

Devido a essa vantagem, um número grande de sistemas de alta tensão em C.C. (HVDC) tem sido instalado nos últimos 50 anos. Hoje, aproximadamente 2% de toda a eletricidade é transmitida ao longo das linhas em HVDC, em mais de 90 projetos pelo mundo inteiro (IEA, 2008).

Os sistemas de C.C., capazes de carregar 800 quilovolts a longas distâncias, são prováveis no futuro próximo. Tais projetos já têm sido colocados na China, mesmo considerando o alto preço da transformação de CA para CC. Na transmissão a distâncias muito longas (>500 quilômetros), a economia na construção é favorável para a C.C. (Rudervall et alli, 2000).

Os sistemas HVDC oferecem um número de vantagens adicionais sobre os sistemas de C.A.:

- São mais fáceis de controlar, e conseqüentemente melhor para as concessionárias de T&D.
- Requerem menos espaço para as redes. Situação bastante sensível em áreas de preservação ambiental, tais como parques nacionais,

Estas vantagens sugerem que a HVDC poderá ser o sistemas de T&D cada vez mais escolhido para os novos empreendimentos que estão sendo construídos. Entretanto, a C.C. tem também desvantagens. Por exemplo, a sincronização não é possível, o que significa que uma falha em uma parte da linha não pode receber a ajuda de outra parte.

4.3.9. Produção e Armazenamento de Hidrogênio como Vetor Energético

Programas europeus de PD&D estão focando suas atividades com vistas no horizonte de 2020, quando se considera que as tecnologias baseadas em hidrogênio estarão desenvolvidas e validadas, e que no período 2030-2050 haverá um significativo aumento da participação do hidrogênio na matriz energética (European Commission, 2006a).

O Brasil está elaborando seu Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio com horizonte e metas até 2025 (ver seção Estágio de desenvolvimento no Brasil) e Bressiani (2007) apresenta de maneira detalhada as prioridades em materiais para células a combustível: catalisadores, eletrólitos, anodo, catodo, interconectores, selantes, processos e materiais para produção e purificação de hidrogênio, sistemas de armazenamento.

O Roteiro ainda não foi divulgado, sendo utilizadas nesse trabalho informações de versão preliminar apresentada pelo MME (Gosmann, 2006), e o trabalho de Bressiani (2007) não será reproduzido aqui pelo seu grau de detalhamento, porém sua consulta é bastante recomendada para subsidiar a formulação de políticas na área.

Produção

Atualmente a maior parte do hidrogênio é produzida em refinarias e plantas químicas e utilizada nas próprias indústrias como matéria-prima, advinda em sua grande parte de fontes fósseis. Há diversas rotas de produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis, nuclear e renováveis.

Para que o hidrogênio produzido seja utilizado comercialmente para fins energéticos, as tecnologias atuais de produção de hidrogênio necessitam de redução de seus custos e de melhoria da eficiência significativas (IEA, 2006).

Para o caso da economia do hidrogênio, inicialmente a sua produção será descentralizada e posteriormente centralizada com o aumento da demanda por hidrogênio. A produção descentralizada reduz os custos da infra-estrutura de transporte por se encontrar próxima dos centros consumidores. Por outro lado, possuem custos geralmente maiores por capacidade instalada e eficiências mais baixas. Dessa maneira, maiores atividades de P&D são necessárias para reduzir os custos e aumentar a eficiência dos sistemas descentralizados de produção de hidrogênio (IEA, 2006).

A produção descentralizada baseia-se atualmente em reformadores de gás natural de pequena escala e na eletrólise da água. Tais reformadores são comercialmente disponíveis e a eletrólise possui custos muito elevados, apesar de possuir um potencial significativo de redução, muito embora o custo da eletricidade seja elevado em vários países (IEA, 2006).

Para o caso brasileiro, há vários grupos de pesquisa trabalhando no desenvolvimento da produção de hidrogênio através do etanol, sendo a maioria na busca de catalisadores eficientes e baratos (Da Silva, 2007). Estima-se que em mais cinco anos estes custos do hidrogênio energético poderão ser também competitivos”. Versão preliminar do Roteiro brasileiro estabelece como sendo em 2020 o uso comercial do hidrogênio obtido a partir da reforma do etanol.

A produção centralizada de hidrogênio a partir de fontes fósseis pode contar com captura e armazenamento de CO₂ como estratégia de redução de gases precursores de efeito estufa. Para a produção descentralizada, essa alternativa é altamente proibitiva devido a seus custos.

A produção de hidrogênio através de processos a altas-temperaturas baseados em energia nuclear e solar térmica poderia evitar a produção de CO₂, mas ainda falta um longo caminho para se tornarem comercialmente viáveis (IEA, 2006); como novos materiais, redução de custos e fontes baratas de fornecimento de calor.

A produção através da fotólise da água e por processos biológicos ainda está em um estágio inicial de desenvolvimento (IEA, 2006).

Armazenamento

O armazenamento de hidrogênio é necessário para viabilizar a infra-estrutura do combustível, e para utilização estacionária (como plantas de geração de eletricidade e calor). Em transportes e aplicações portáteis é um dos principais desafios para a economia do hidrogênio pelas temperaturas e pressões requeridas, o que demanda muita energia, instalações especiais e, conseqüentemente, possuem elevados custos⁶¹. No entanto, diversas alternativas promissoras estão sendo desenvolvidas, conforme apresentadas em Scientific American Brasil (2007).

Há também a produção embarcada de hidrogênio por demanda através de reformadores em veículos, o que reduz ou elimina a necessidade de armazenamento,

⁶¹ Em temperatura ambiente e pressão atmosférica normal, o hidrogênio permanece em estado gasoso com densidade de energia de cerca de 1/3.000 da gasolina líquida. Um tanque de 75 litros com esse gás moveria um carro comum por aproximadamente 150 metros (Scientific American Brasil, 2007). Dessa maneira, há a necessidade de “compactá-lo”, por exemplo, na forma líquida, gasosa ou em compostos químicos como os hidretos metálicos para dar autonomia e performance similares aos veículos atuais ou para poder ser transportado.

conforme apresentado no item anterior. No entanto, por essa alternativa apresentar muitas dificuldades até o momento, o foco atualmente se dá na produção de hidrogênio off-board (IEA, 2006).

As opções de armazenamento do hidrogênio em veículos ainda não atingiram os requisitos técnicos e econômicos para sua competitividade. Por exemplo, o armazenamento na forma gasosa a 700 bar parece ser, no momento, a opção tecnológica escolhida para veículos de passageiros e o tanque para armazenar 5 kg de hidrogênio possui um custo entre US\$ 3 mil e 4 mil (IEA, 2006).

Segundo o DOE (2002), a tecnologia de vasos de pressão já é comercialmente utilizada, porém as perspectivas de que essa tecnologia se desenvolva a ponto de satisfazer as necessidades futuras é baixa. Já em 2015 a tecnologia de armazenamento sólido de hidrogênio por hidretos metálicos já deve estar disponível e em 2025 os nanotubos de carbono devem entrar no mercado.

Estágio de desenvolvimento no Brasil

As atividades de pesquisa na área de células a combustível no Brasil vêm sendo realizadas desde o final da década de 70 e há diversas instituições, desde universidades a centros de pesquisas no país, envolvidas nessas atividades. Somente a partir do início da atual década que ações integradoras e de política nacional foram tomadas. O país conta atualmente com programas existentes e em elaboração para o desenvolvimento de uma economia do hidrogênio com metas e ações para 2025.

O país está focando suas atividades na capacitação da indústria nacional de bens e serviços e das instituições de pesquisa e recursos humanos locais onde o país apresenta vocação e potencial competitivo, como produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, e ao mesmo tempo estabelecendo parcerias com outros países, como os acordos tecnológicos bilaterais com os Estados Unidos e multilaterais como membro da IPHE⁶². Parcerias estratégicas com países detentores de sólidas bases tecnológica e industrial são reconhecidamente importantes para antecipar a produção do hidrogênio prioritariamente a partir do etanol.

Em 2002 o país lançou um programa nacional de P&D em sistemas de células a combustível no âmbito do MCT, atualmente denominado Programa Brasileiro de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio - ProH2, e o início de sua implementação ocorreu em agosto de 2004 (Duarte Filho, 2006). Recursos foram

⁶² International Partnership for a Hydrogen Economy. O Brasil é membro desde novembro de 2003. Os demais países participantes são Austrália, Canadá, China, França, Alemanha, Islândia, Índia, Itália, Japão, Noruega, Nova Zelândia, República da Coreia, Rússia, Reino Unido, Estados Unidos e União Européia. Participa também a Agência Internacional de Energia.

disponibilizados para pesquisa, capacitação de laboratórios e de infra-estrutura. Redes foram criadas e estão em funcionamento, envolvendo dezenas de instituições de diversas regiões do país. Os focos estratégicos do ProH2 são na produção de hidrogênio (preferencialmente utilizando o etanol, eletrólise de água, outras fontes renováveis e gás natural) e nas células a combustível (preferencialmente uso estacionário, com potência até 50 kW, utilizando hidrogênio ou etanol direto).

Já o MME está coordenando a elaboração do Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil com horizonte até 2025. Nos próximos dois anos o país deverá contar com as especificações dos projetos estruturantes do Roteiro.

As informações constantes a seguir e no timeline baseiam-se na versão anterior do Roteiro, de março de 2005, uma vez que a sua versão revisada ainda não está disponível. O texto baseia-se em Gosmann (2006).

O Roteiro brasileiro apresenta quatro prioridades na seguinte ordem decrescente com o correspondente ano quando se dará o uso comercial do hidrogênio:

- Reforma de Etanol e Uso de Biomassa (2020): a reforma do etanol a hidrogênio e a utilização direta deste em células a combustíveis do tipo DEFC – Direct Ethanol Fuel Cell apresentam-se como tecnologias a serem desenvolvidas com alto grau de prioridade;
- Eletrólise da Água (2015): Para tornar a produção de hidrogênio eletrolítico competitiva, faz-se necessário expressivo esforço no desenvolvimento de sistemas de eletrólise convencional e avançada;
- Reforma do Gás Natural (2010): O Brasil deverá dedicar-se a otimizar sistemas de reforma de gás natural para acelerar sua colocação no mercado;
- Processos Alternativos (2025)⁶³: Os processos denominados alternativos são: fotovoltaico acoplado a eletrolisador de água e a bioprodução de hidrogênio. Em IEA (2006), considera-se que, embora promissores, os processos ainda embrionários de foto-eletrólise, de bioprodução e de altas temperaturas são opções de longo prazo (após 2030).

O roteiro não contempla somente a produção de hidrogênio, mas também outras áreas importantes para a introdução da economia do hidrogênio no país através da organização e desenvolvimento de projetos estruturantes (Gosmann, 2006):

- Construção de Pilotos de Demonstração

⁶³ São denominados processos alternativos todos aqueles cuja maturidade tecnológica para produção e utilização de energia do hidrogênio encontra-se em estágio embrionário.

- Desenvolvimento Tecnológico
- Mapeamento e Quantificação de Mercado
- Desenvolvimento da Indústria de Bens e Serviços
 - Desenvolvimento dos Sistemas de Produção de Hidrogênio
 - Desenvolvimento da Infra-estrutura para Comercialização
 - Desenvolvimento dos Sistemas de Conversão de Energia
- Constituição do Arcabouço Regulatório
- Constituição de Linhas de Financiamento
- Tributação e Formação de Preços
- Estudos Ambientais

As principais conclusões do Roteiro são parafraseadas abaixo:

O Brasil deverá intensificar a estruturação de programas tecnológicos, multidisciplinares, considerando as vocações do país na produção e utilização do hidrogênio.

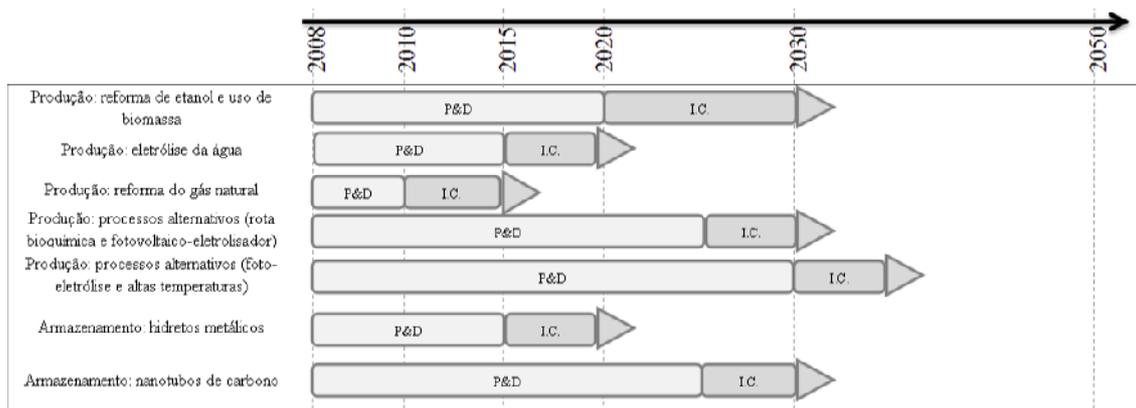
O Brasil deverá buscar liderança mundial nas tecnologias de produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis.

Dentre as utilizações veiculares, figuram como prioritárias as aplicações de veículos pesados para transporte urbano coletivo e de carga.

A geração distribuída e o atendimento de comunidades isoladas constituem-se em nichos de mercado a serem trabalhados, prioritariamente.

Priorizar a elaboração de regulamentação para balizar a criação de um ambiente propício à comercialização de produtos e serviços da cadeia de suprimento do hidrogênio.

Faz-se necessário planejar a participação da indústria nacional de bens e serviços, dotando-a dos atributos necessários para torná-la competitiva em nível mundial.



4.3.10. Veículos: demanda futura por combustíveis (tipo de combustível, eletricidade e hidrogênio)

Em 2003, mundialmente o uso de derivados de petróleo como combustível no setor de transporte chegou a 95% (IEA, 2006). Isso evidencia a necessidade de desenvolver novas tecnologias que melhorem a utilização desse combustível, melhorando a eficiência de sua queima e redução na emissão de gases enquanto novas tecnologias não se tornem reais.

A questão de transportes é mais ampla do que simplesmente o uso da energia e de emissões. Engloba a organização do espaço urbano e rural e seus diversos usos. As tecnologias aqui apresentadas não são extensivas e as soluções de modais e organização do espaço não são contempladas. Estudos mais aprofundados são necessários.

Veículos de combustão interna a gasolina

Segundo IEA (2006), há um potencial técnico a custos baixos de aumentar a economia de combustível (l/km) em veículos a gasolina em 40% até 2050 através do uso de tecnologias de motores de combustão interna, de transmissão, de materiais mais leves, de pneus eficientes, de equipamentos embarcados eficientes.

Veículos híbridos

Denomina-se híbrido o veículo que utiliza mais de um tipo de fonte de energia como força motriz para seu funcionamento.

Os veículos híbridos possuem um grande potencial na economia de combustível e redução das emissões, mas são atualmente muito mais caros do que os convencionais a gasolina e diesel e de 30% a 40% mais eficientes (IEA, 2006). Há veículos híbridos recentemente no mercado que utilizam biocombustíveis, como o etanol.

Há três tipos de veículos híbridos: sistema híbrido em série, em paralelo e misto. Há várias configurações possíveis. De maneira simplificada, envolve a composição de um motor de combustão interna (por exemplo, diesel, gasolina, gás natural, etanol, biodiesel) ou de uma

célula a combustível; motores elétricos e baterias. Há sistemas que dispensam as baterias. Há diversos ônibus híbridos em demonstração utilizando células a combustível em vários países europeus e o Japão está desenvolvendo um trem híbrido da mesma natureza.

A grande vantagem dessa tecnologia é a redução no consumo de combustível e do nível de emissões de gases na atmosfera, contribuindo para a preservação do meio ambiente. No caso dos automóveis híbridos, os motores de combustão interna são menores e com maior controle de emissões.

O grande problema é o custo, mas esta barreira pode ser superada, pois existe a possibilidade de vários graus de hibridização adequados para diferentes classes de veículos. As baterias são as grandes responsáveis pelo alto custo desses veículos. A grande tendência é melhorar as tecnologias usadas nas baterias para reduzir seu custo e difundir seu uso em veículos híbridos, talvez a chave para a eletrificação do transporte.

Trem Híbrido

No caso de trens híbridos, a energia provém geralmente da queima de diesel em motores de dois tempos e de motores elétricos acoplados às rodas. Podem ou não possuir sistemas de armazenamento, como baterias. A redução no consumo de combustível e das emissões ocorre porque, dentre outras razões, o motor diesel utilizado na configuração híbrida é mais eficiente (praticamente o dobro da eficiência em relação ao de quatro tempos) e há produção de eletricidade durante as frenagens (frenagem regenerativa), ocorrendo o carregamento das baterias.

A vantagem de utilizar um conjunto híbrido é que o motor a diesel pode girar a uma velocidade constante, alimentando um gerador elétrico. O gerador envia energia elétrica para um motor de tração em cada eixo, que passa força às rodas. Os motores de tração produzem torque adequado a qualquer velocidade.

Trens híbridos existem desde 1986, desenvolvido primeiramente na antiga Tchecoslováquia⁶⁴. No Japão essa tecnologia já existe e está em funcionamento para rotas curtas, próximas de 75 km. Dados estão sendo coletados como, por exemplo, de consumo de combustível para que se possa estudar a viabilidade para rotas longas. O trem japonês Kiha E200, lançado em 2007 e atualmente em uso comercial, reduziu o consumo de diesel em torno de 20%, além de proporcionar 60% de redução nas emissões. Custa cerca de 1,7 milhões de

⁶⁴ <http://www.jreast.co.jp/e/development/theme/environment/environment01.html>, acessado em 14/03/2008.

dólares e tem uma capacidade máxima de 117 passageiros. Esse trem possui um motor diesel, motores elétricos e baterias de íons de lítio⁶⁵.

Nos EUA, a General Electric Company (GE) também está desenvolvendo trens para uso comercial, transporte de cargas com a potência de 4400 HP e também com uma redução de emissão de gases da ordem de 10% comparadas a outras locomotivas utilizadas para transporte de cargas. A estimativa é que a energia dissipada ao frear um trem de 207 toneladas durante um ano seja o equivalente à energia necessária para abastecer com eletricidade 160 residências pelo mesmo período.

O setor ferroviário no Brasil, que chegou a transportar 100 milhões de pessoas por ano, levou apenas 1,5 milhão em 2005 em viagens de longa distância, quando em 1996 eram 4,3 milhões de passageiros por ano. Apesar das recentes discussões para a retomada de algumas linhas como forma de desafogar os aeroportos e estradas, os dados do Anuário Estatístico dos Transportes Terrestres mostram que o processo de “definhamento” do transporte ferroviário, iniciado na década de 50, continua em curso.

Células a combustível

A eficiência de veículos movidos com células a combustível é ao menos o dobro dos veículos a combustão interna padrões (IEA, 2006), mas o preço é comercialmente proibitivo. Passariam a ser competitivos para custos entre US\$ 50-100/kW (veículos de passeio) e US\$ 200/kW (ônibus), sendo que os custos atuais de células a combustível do tipo PEM para veículos de passeio é da ordem de US\$ 2000/kW (IEA, 2006).

Dependendo do ritmo do desenvolvimento tecnológico, em 2030 o custo das células do tipo PEM podem ser reduzidos para valores entre US\$ 35/kW e US\$ 70/kW (IEA, 2006).

A utilização em ônibus parece ser a alternativa mais promissora para atingir maiores desenvolvimentos e ganhos de escala, aumentando assim o potencial de entrada em veículos de passeio.

O Estado de São Paulo está envolvido, através da EMTU/SP, desde 2006, em um projeto conjunto com o MME, PNUD, GEF e FINEP de desenvolvimento e uso do ônibus brasileiro a hidrogênio para transporte de passageiros. Estão previstos cinco protótipos, sendo o primeiro previsto para entrar em operação no segundo semestre de 2008 e os outros quatro após 2010. O projeto está avaliado em US\$ 16 milhões⁶⁶.

⁶⁵ <http://www.greenupandgo.com/cars-transport/japanese-hybrid-train-technology/> acessado em 17/03/2008.

⁶⁶ <http://www.saopaulo.sp.gov.br/sis/lenoticia.php?id=91176&c=6>. Acessado em 20/03/2008.

Trens magnéticos

Também conhecidos como trens “Maglev” (magnetic-levitated), essa tecnologia é utilizada em trens no Japão e Alemanha. Os trens viajam acima do solo mantidos por uma interação magnética. Atingem altas velocidades, da ordem de 400 km/h, como o trem de Shanghai, e pode viajar longas distâncias. A J.R Central, companhia de trens japonesa, acredita que poderá recuperar seu investimento em cerca de 8 anos apesar dos custos altos de cada trem.

Na Alemanha planeja-se construir o Maglev comercial até 2014. Na China, o maglev existente em Shanghai terá sua rota aumentada. Nos EUA, está prevista a construção de um maglev ligando a capital até Baltimore. O Brasil não possui essa tecnologia. As perspectivas máximas encontradas nesse setor são os trens bala que deverão ligar São Paulo ao Rio de Janeiro.

4.3.11. Usos Finais: indústria

A indústria é responsável por quase um terço da energia primária consumida no mundo; em 2003, a indústria siderúrgica foi responsável 26% deste total, 25% foi consumida pela indústria de minerais não metálicos (cimento, cerâmica, vidro, cal, gesso e outros), 18% por petroquímicas. Neste ínterim, a eficiência energética é de fundamental importância. Tecnologias comuns para motores e sistemas de vapor proveriam melhoria de eficiência em todas as indústrias, com melhorias de eficiência na ordem de 15% a 30%; o payback seria de aproximadamente 2 anos, e nos melhores casos, a eficiência aumentaria de 30% a 50%. Em indústrias energo-intensivas, como papel e celulose, química, aço e cimento, os ganhos de eficiência com tecnologias economicamente viáveis estão na ordem de 10 a 20% com as tecnologias disponíveis hoje (IEA, 2006).

Inúmeras tecnologias estão sendo desenvolvidas, demonstradas e adotadas no setor industrial. Tecnologias como “smelt reduction” (utilização de finos de minério de ferro ao invés de aglomerados no processo de redução) e “near net-shape casting” (fundição próxima da especificação final) na indústria de aço; novas membranas de separação; gasificação de licor negro e cogeração avançada, podem melhorar ainda mais a eficiência energética na indústria (Worrel et alli, 2004).

Além das tecnologias emergentes, novos processos e designs estão sendo desenvolvidos, mas que não serão viáveis comercialmente nos próximos 10 a 15 anos. Comparadas com o estado da arte das tecnologias atuais, estes novos desenvolvimentos poderiam melhorar a eficiência energética no longo prazo em 35% na produção de aço, e de 75% a 90% na produção de papéis (De Beer, 1998).

De acordo com IEA (2006), dentre as tecnologias cuja pesquisa e desenvolvimento podem melhorar significativamente a eficiência energética no futuro, estão:

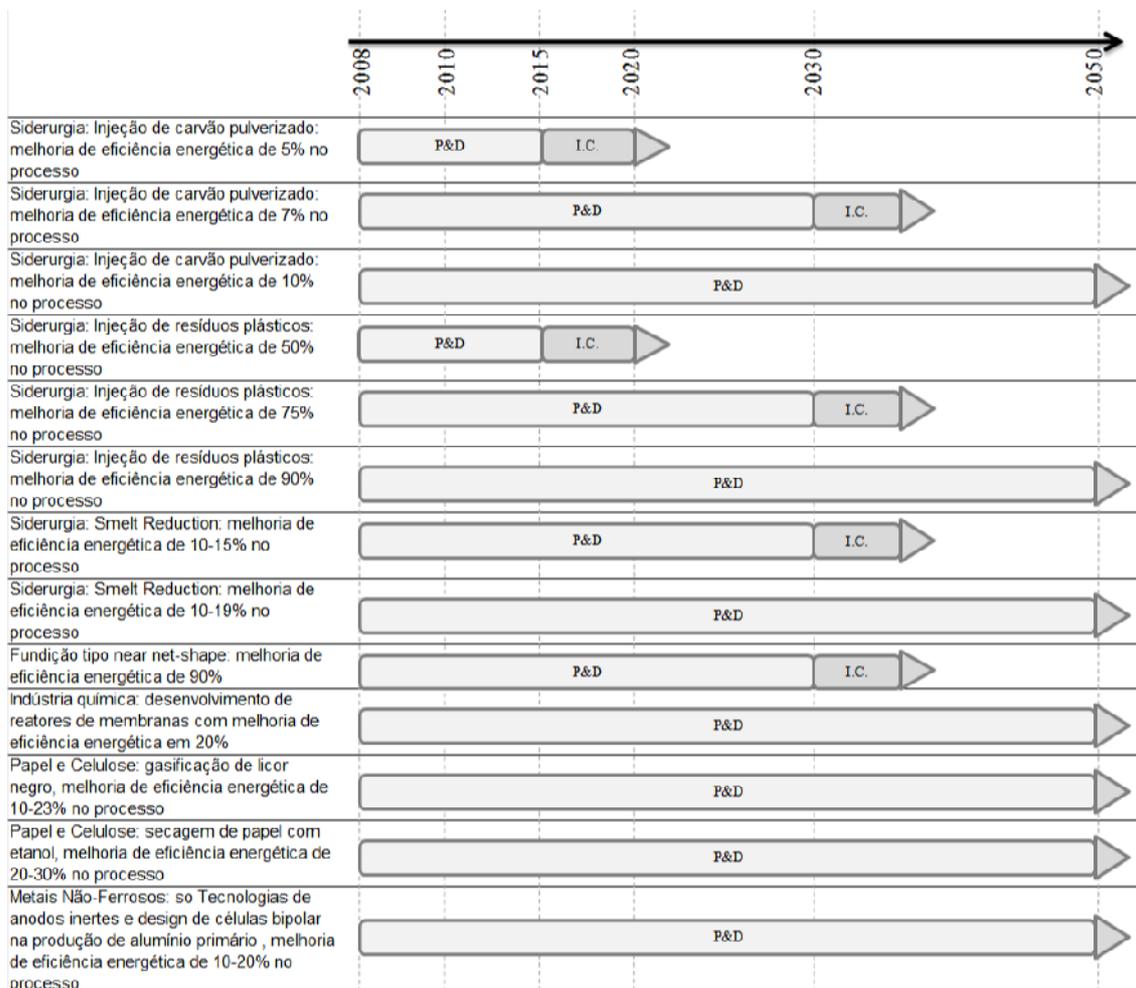
- Siderurgia
 - Injeção de carvão pulverizado ao invés do processo de coque tradicional: tentativas mostram que a injeção de carvão pulverizado pode substituir até a metade do coque utilizado em alto forno. Estas tecnologias estarão comercialmente disponíveis e podem melhorar a eficiência energética do processo em até 5% em 2015, 7% em 2030, e 10% em 2050.
 - Injeção de resíduos plásticos nos altos fornos em substituição do carvão e coque. Já existem aplicações na Alemanha e Japão. Dentre as principais barreiras, está o controle de cloreto de polivinil nos *pellets* de plástico, a reconstrução do sistema de injeção de alto forno, legislação e regulação ambientais. Estas tecnologias estarão comercialmente disponíveis e podem melhorar a eficiência energética do processo em até 50% em 2015, 75% em 2030, e 90% em 2050.
 - Smelt reduction: utiliza-se de finos de minério de ferro ao invés de aglomerados no processo de redução. Outra combinação interessante são plantas de *smelt reduction* com redução direta utilizando-se os gases de exaustão da usina redutora. A principal barreira é a modificação das plantas atuais, cuja infraestrutura é integrada, e qualquer inovação exigiria modificações fundamentais na planta. A prospecção tecnológica desta tecnologia mostra que existe potencial para a implementação comercial com melhorias de eficiência energética de 10-15% até 2030 e 10-19% até 2050.
 - Fundição tipo near net-shape (próxima da especificação final): esta tecnologia tende a diminuir a necessidade de manufatura e eliminar os fornos de reaquecimento, conseqüentemente melhorando a eficiência energética. Existe potencial para a implementação comercial com melhorias de eficiência energética de 90% até 2030.

- Cimento
 - A indústria de cimento, no mundo, é responsável por dois terços da utilização de energia na indústria de minerais não-metálicos. A fabricação do clínquer, através do processo de calcinação, é a grande responsável pela utilização de energia térmica. A melhoria da eficiência de fornos de cimento através do aumento do número de pré-aquecedores pode reduzir o consumo de energia em até 10%.
 - Uma planta piloto de leite fluidizado está sendo construída no Japão; entretanto, o ganho de eficiência em plantas de grande porte é pequeno. A

melhoria de eficiência através de tecnologias conhecidas pode levar a uma redução no consumo de energia de 10-15% entre 2030 e 2050.

- Outra forma de se diminuir o consumo de energia é através da diminuição da taxa clínquer/cimento, através da adição de escória de alto forno, matérias pozolânicas, geopolímeros e outros.
- Química e Petroquímica: os processos que utilizam mais de 70% da energia total são
 - Petroquímica: craqueamento a vapor da nafta, etano e outros na produção de etileno, propileno, butadieno e aromáticos; processo produtivo de aromáticos; produção de metanol. Na petroquímica, a evolução tecnológica está na utilização da biomassa como matéria prima e nos biopolímeros. Pesquisas focam em: utilização da biomassa como matéria prima, produção de monômeros através da biomassa, produção de novos biopolímeros com propriedades similares aos plásticos existentes, e novas utilizações de produtos baseados em novas propriedades dos biomateriais.
 - Química inorgânica: produção de amônia; produção de cloro e hidróxido de sódio. A pesquisa com maior impacto na eficiência energética é pesquisa com membranas, já que a separação é a atividade mais energo-intensiva da indústria química (40%). O desenvolvimento de reatores de membranas (combinação de conversão química e separação num simples reator) é uma área com grande necessidade de pesquisa; existe potencial para a implementação comercial com melhorias de eficiência energética de 20% até 2050.
- Papel e celulose:
 - Destaque para a tecnologia de gasificação de licor negro, cujo potencial para a implementação comercial com melhorias de eficiência energética é de 15-23% até 2050.
 - Outro grande potencial está nas tecnologias de secagem de papel, com a substituição da água pelo etanol, além de outros métodos. A implementação comercial com melhorias de eficiência energética pode chegar a 20-30% até 2050.
- Metais não ferrosos
 - Tecnologias de anodos inertes e design de células bipolar na produção de alumínio primário pode estar disponível comercialmente entre 2030 e 2050, com melhoria de eficiência de 10-20%.

- Reciclagem: a reciclagem consome menos energia do que a produção primária. Tecnologias de sistemas de vapor são diretamente relacionadas com esta tecnologia.



4.3.12. Usos Finais: setor comercial, residencial e de serviços

Condicionamento de ar, refrigeração, aquecimento e iluminação são os principais usos finais em edificações comerciais, de serviços e residenciais. Outros equipamentos de escritório e domésticos têm adquirido importância cada vez maior.

Cabe destacar que o projeto adequado das edificações e os materiais empregados possuem um papel crucial no consumo de energia dos usos finais ao longo da sua vida útil (por volta de cinquenta anos), pois 80% da energia consumida no ciclo de vida da edificação ocorrem durante seu uso (ver seção seguinte).

Outra importante medida de uso racional da energia é a medição “inteligente” (smart metering), que permite ao consumidor gerenciar seu consumo a partir das informações apresentadas. É possível atingir-se economias de energia entre 10 e 15%. Já os sistemas de gerenciamento da energia em edificações têm provado que é possível reduzir-se 10% a 20%

do consumo de energia a baixo custo. O potencial de seu emprego em pequenas e médias empresas é grande (IEA, 2006).

Aquecimento, resfriamento e ventilação

As tecnologias de aquecimento de ambiente no país não são muito utilizadas devido às características climáticas, sendo mais empregadas as de resfriamento e ventilação. As necessidades por calor referem-se a climas amenos, cujas necessidades podem ser atendidas por bombas de calor, por exemplo. O aquecimento de água é o uso final mais utilizado e as bombas de calor para esse fim possuem um potencial ainda não vislumbrado.

Aparelhos de ar-condicionado e sistemas de ventilação são tecnologias comercialmente disponíveis no mercado, com grande variação de eficiência entre produtos. De acordo com IEA (2006), o consumo de aparelhos de ar-condicionado eficientes é hoje 30% a 40% menor do os vendidos há dez anos e os sistemas de ventilação podem acarretar uma redução de 10% a 15% da energia consumida; e bombas de calor para refrigeração de ambientes ainda não estão totalmente desenvolvidas, mas possui potencial elevado e é apontada por especialistas como a alternativa mais eficiente para condicionamento de ar. Soluções de projeto, como arquitetura solar passiva, podem reduzir a demanda por frio nas edificações.

De acordo com o Roadmap das atividades de P&D em aquecimento, ventilação, condicionamento de ar e refrigeração (HVAC&R⁶⁷), estabeleceu-se as seguintes metas para 2020: redução de 50% no consumo de energia e da demanda de pico em novas edificações residenciais em HVAC&R; redução de 25% no consumo de energia e da demanda de pico no setor comercial em HVAC&R; e redução de 90% no vazamento de gás refrigerante de sistemas de refrigeração em supermercados e redução de 25% do consumo de energia nesse subsetor (ARTI, 2008).

Iluminação

As três fontes de luz tradicionais (incandescente, fluorescente e de descarga de alta intensidade - HID) desenvolveram-se até atingir seus estágios atuais de performance através dos últimos 60 a 120 anos de atividades de P&D. Apesar de ainda haver oportunidades para melhorias incrementais, há pouco espaço para melhorias significativas na eficácia luminosa (DOE, 2008). Há ainda importante potencial de eficiência utilizando tais tecnologias, cujas eficiências têm melhorado nos últimos anos, com potencial economicamente viável de redução do consumo de energia entre 30% a 60% (IEA, 2006).

No médio e longo prazo, no entanto, aposta-se em algumas tecnologias emergentes, sendo a mais promissora delas as tecnologias de iluminação em estado sólido (*SSL – solid-*

⁶⁷ Heating, ventilation, air conditioning and refrigeration.

state lighting), mais conhecidas como LEDs (*light-emitting diodes*) e OLEDs (*organic light-emitting diodes*), sendo que as primeiras encontram-se em um estágio de desenvolvimento mais adiantado, com fabricantes tradicionais já com lâmpadas sendo vendidas comercialmente. São mais eficientes, com perspectivas de atingirem o dobro da eficácia luminosa em 2020 em relação às lâmpadas fluorescentes e HID, além de durarem mais (DOE, 2008).

O programa de P&D de SSL norte-americano estabelece, coadunado com o Programa *Building America*, o desenvolvimento de tecnologias avançadas de SSL que reproduzem o espectro solar e que em 2025 estarão disponíveis a preços competitivos no mercado (DOE, 2008).

Atualmente os LEDs comerciais atingiram eficácias luminosas comparáveis às lâmpadas fluorescentes e de certos tipo de lâmpadas HID. Já os OLEDs são atualmente vendidas somente para uso em displays, embora empresas estejam pesquisando OLEDs brancos a fim de que sejam comercialmente vendidos no futuro para fins de iluminação (DOE, 2008).

Os OLEDs estão ainda em fase inicial de desenvolvimento, mas tendem a apresentar maior vida útil e maior eficiência energética, podendo chegar a 80% se comparados com os LEDs tradicionais (Faria, 2008).

Equipamentos

Tem havido avanços importantes na eficiência de eletrodomésticos, como refrigeradores, freezers, máquinas de lavar roupa e louça, secadoras, televisores. No entanto, em todos esses casos, medidas de incentivo são necessárias: acesso à informação, etiquetas, padrões mínimos de eficiência energética, promoções, financiamento, por exemplo, para reverter as baixas taxas anuais de penetração na ausência de tais medidas.

Refrigeradores mais eficientes estão disponíveis comercialmente no mercado e maiores desenvolvimentos estão sendo realizados, como isolamento térmico a vácuo, utilização de espuma isolante de poliuretano, substituição de motores de corrente alternada por motores de corrente contínua. De acordo com IEA (2006), o refrigerador-freezer de uso doméstico mais eficiente consome 19% da eletricidade consumida pelo seu congênere no mercado europeu em 1992, sendo que os novos refrigeradores, em sua média, consomem 60% do equivalente de 1992, o que indica que há um grande potencial de efficientização. A principal barreira para maior penetração de refrigeradores mais eficientes é o desconhecimento do consumidor dos benefícios de longo prazo.

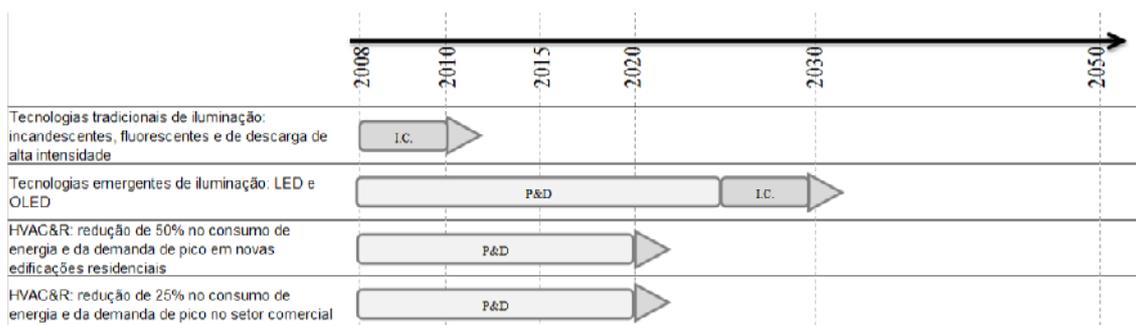
No caso de refrigeradores no setor comercial, como no caso de supermercados, estudos realizados pelo Canadá e EUA apresentaram potenciais de redução do consumo de, respectivamente, 31% e 60%, sendo que pesquisadores apontam a possibilidade de que

melhorias tecnológicas possibilitem o desenvolvimento no futuro de refrigeradores 50% mais eficientes (IEA, 2006).

Máquinas de lavar roupa são tecnologias maduras e comercialmente disponíveis no mercado. Avanços estão sendo feitos na redução da temperatura e volume de água, redução do tamanho, otimização da potência do motor e da fase de agitação, aplicação de controles eletrônicos (IEA, 2006). Não foram encontrados potenciais quantitativos de eficiência energética na literatura até o momento.

Máquinas de secar roupa também são tecnologias relativamente maduras, embora avanços continuem ocorrendo. Máquinas com sensores de temperatura e de umidade são mais eficientes do que as de tempo programado em 10% e 15%, respectivamente. Um novo conceito de máquina de secar existente comercialmente em alguns países europeus reduz em 50% o consumo de energia em relação às convencionais: são as máquinas que utilizam bombas de calor (IEA, 2006).

No caso das tecnologias para cocção, há mais de 2,5 bilhões de pessoas, a maioria em países subdesenvolvidos, que dependem de biomassa tradicional como fonte de energia utilizada em fogões precários, acarretando em elevadíssimo nível de poluição doméstica, cujos principais atingidos são mulheres e crianças, apresentando taxas de mortalidade preocupantes decorrentes a essa exposição, de acordo com a Organização Mundial da Saúde. No caso brasileiro, é possível que esteja havendo uma retomada do uso da lenha no setor residencial após a desregulamentação do mercado de GLP. Análises devem ser realizadas para verificar essa tendência e apontar alternativas.



4.3.13. Edificações

O setor de construção⁶⁸ é a atividade humana com maior impacto sobre o meio ambiente, consumindo recursos naturais, insumos energéticos e gerando resíduos em proporções muito maiores do que outras atividades econômicas (Silva, 2003). Por outro lado, possui uma grande importância econômica (CIB e UNEP-IETC, 2002). Dessa forma, apresenta-se, por essas razões, como um setor-chave para ações voltadas para o desenvolvimento

⁶⁸ Considerado aqui como as atividades de construção, uso, reparo, manutenção e demolição.

sustentável (Silva, 2003), especialmente para o caso dos países em desenvolvimento (CIB e UNEP-IETC, 2002).

Nos países desenvolvidos, o setor de construção responde por até metade dos recursos naturais extraídos e consome entre 40-50% da energia do país (CIB e UNEP-IETC, 2002). No contexto atual, 80% da energia consumida durante todo o ciclo de vida de uma edificação ocorre durante sua vida útil (os outros 20% são consumidos na produção dos materiais e nas atividades de construção e demolição) (ECTP, 2007)⁶⁹. Ao mesmo tempo, o ambiente construído é responsável por mais da metade do investimento nacional total de capital (CIB e UNEP-IETC, 2002). Os impactos ambientais desse setor em países em desenvolvimento são provavelmente maiores (CIB e UNEP-IETC, 2002).

No Brasil, os resíduos das atividades de construção e demolição correspondem a quase metade dos resíduos sólidos municipais (Silva, 2003). Ao mesmo tempo responderam por 10% do PIB e empregaram 9,2 milhões de trabalhadores em 2000 (Silva, 2003).

A falta ou baixa divulgação de informação é uma das principais barreiras não-técnicas relacionadas aos custos e benefícios da reciclagem de resíduos das atividades de construção e demolição e ao crescente uso de materiais secundários no setor (Powell e Craighill, 2001)⁷⁰. Segundo estes autores, há países europeus que reciclam até 80% destes resíduos e na Europa em geral 25%.

O plano de ação europeu da agenda estratégica de P&D para o ambiente construído estabeleceu para 2030 a meta de que, no mínimo, 30% das edificações existentes terão sido modernizadas (*upgraded*) de forma que se atinja uma média de redução em torno de 50% do consumo de energia⁷¹. Em 2050, 100% das edificações *existentes* terão sido modernizadas, aproximadamente todas as *novas* edificações não serão emissoras de CO₂, cerca de toda a energia consumida será produzida na própria edificação e mais de dois terços das emissões de CO₂ do *setor de construção* serão reduzidas (ECTP, 2007).

Em relação à redução do consumo de recursos naturais, algumas metas estabelecidas para 2030 são: redução de 50% da energia contida em materiais de construção; redução de mais de 30% do emprego de matérias-primas; redução de mais de 40% da geração de resíduos nos processos de produção de materiais de construção e componentes; menos de 1%

⁶⁹ Identifica-se, dessa maneira, que a primeira prioridade é reduzir o consumo de energia das edificações durante sua vida útil.

⁷⁰ Há países europeus que reciclam até 80% destes resíduos e na Europa como um todo 25% (Powell e Craighill 2001).

⁷¹ O consumo residencial médio anual de energia é de 100-250 kWh/m². Cerca de 20 mil residências passivas que têm sido construídas em grande parte na Alemanha e Áustria consomem menos de 20 kWh/m² por ano. O consumo de energia no ambiente construído nos próximos 50 anos é em grande medida determinado pelo estoque de edificações existente (ECTP, 2007: p.27 e 28).

dos resíduos de construção destinados para descarte em aterros; esforços para garantir que 100% dos novos materiais de construção sejam recicláveis e que 100% dos resíduos de construção e demolição sejam reutilizados (ECTP, 2007).

As metas do programa de emissões zero dos EUA (*Building America*) prevêem reduções do consumo de energia em novas edificações residenciais de 40% em 2010, 50% em 2015 e, em 2020, 70%. Os remanescentes 30% da demanda seriam atendidos com geração local, dessa forma, em 2020 as novas edificações teriam um consumo nulo de energia (DOE, 2008). Para o setor comercial, essa meta final seria possível de ser atingida em 2025.

Estágio de desenvolvimento no Brasil

O potencial brasileiro para ações voltadas para a sustentabilidade das edificações é grande. Há diversas instituições e redes envolvidas em pesquisas e há programas voltados para atividades relacionadas a edificações no Brasil.

Pesquisas têm sido conduzidas há bastante tempo e em número considerável, especialmente sobre utilização de resíduos na construção civil, uso racional e eficiente de água e energia, conforto térmico e minimização de perdas (Silva, 2003). O país conta com importante expertise e consolidação de estudos em simulação computadorizada, especialmente em eficiência energética em edificações. Recentemente, tem ganhado corpo nos últimos anos atividades concertadas relacionadas a análises de ciclo de vida no setor de construção.

No âmbito de programas e ações nacionais, um marco de grande relevância deu-se em fevereiro de 2008, quando foi aprovado pelo Grupo de Trabalho em Edificações do MME a *Regulamentação para Etiquetagem Voluntária do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos*⁷². A regulamentação foi então submetida ao Comitê Gestor de Índices e Níveis de Eficiência Energética – CGIEE. Está em elaboração a regulamentação para as edificações residenciais.

Há o PROCEL – Edifica, instituído em 2003 e voltado especificamente para a eficiência energética em edificações. Este programa criou em 2005 a Rede Nacional de Tecnologia de Eficiência Energética em Edificações – RENTEE.

Janelas

As janelas possuem um impacto importante na energia consumida em edificações. Por exemplo, nos EUA perde-se pelas janelas 30% da energia utilizada para aquecimento e condicionamento de ar numa residência padrão (IEA, 2006). Os custos de refrigeração podem

⁷² <http://www.labee.ufsc.br/eletrobras/reg.etiquetagem.voluntaria.html>

ser reduzidos entre 6%-32% dependendo do tipo de janela empregada, conforme estudo realizado em uma casa típica em Phoenix (EUA) (IEA, 2006).

Apesar de alguns desenvolvimentos técnicos ainda serem necessários, há uma grande variedade de opções no mercado. Custo é a principal barreira para a substituição de janelas ou portas antigas (IEA, 2006). Regulações para novas edificações e retrofits são provavelmente o caminho mais efetivo de implantar tecnologias mais eficientes, como por exemplo padrões de eficiência energética, etiquetas, certificações e acordos voluntários.

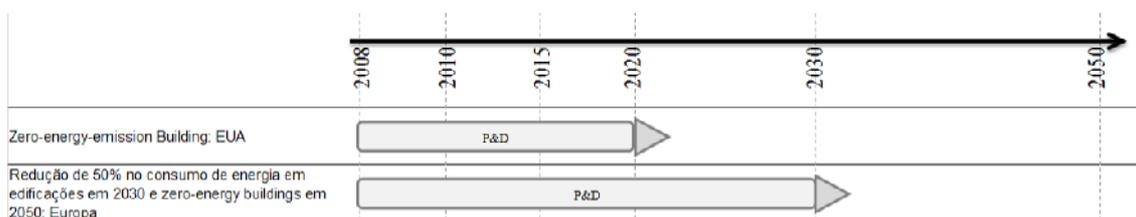
A continuação de desenvolvimentos na integração de tecnologias de edificações é importante (IEA, 2006).

Isolamento

Estudos realizados na Europa apontam que se pode reduzir o consumo de energia em 50% nas edificações existentes, até 78% em determinados tipos de edificações, 24% na necessidade de resfriamento em escritórios através da aplicação de materiais isolantes no teto (IEA, 2006). O isolamento é geralmente bem viável economicamente quando combinado com outras medidas, como janelas com maior eficiência, por exemplo.

A performance dos isolamentos mais do que duplicou nos últimos 25 anos e os super-isolantes (evacuados) que estão para entrar no mercado serão ao menos três vezes mais efetivos do que a tecnologia atual (IEA, 2006). Não há grandes barreiras técnicas para a aplicação de materiais isolantes visto que há uma grande variedade deles disponíveis no mercado. A informação ao usuário final dos benefícios de conforto e na redução dos custos com energia é uma das principais barreiras apontadas pela IEA (2006).

A Dinamarca tem incentivado através de programas o uso de melhor isolamento nas residências. De 1980 a 2004, reduziu-se em 30% a energia consumida com aquecimento, ao passo que a área aquecida e o conforto aumentaram. Melhorias de 40% em média nas edificações existentes são estimadas conforme estudos recentes (IEA, 2006).



5. A MATRIZ DE DESAFIOS

Para estabelecer uma visão para o futuro sinalizando as áreas com maiores necessidades de atenção para novos desenvolvimentos utilizamos uma formulação baseada em Bartis (2004) empregada em estudos para planejamento de longo prazo para elaboração de portfólios de P&D na área de energia para os EUA. A representação tem o objetivo de

apontar as áreas de agravamento de problemas considerando a manutenção de tecnologias correntes e a manutenção da matriz energética nacional. Denomina-se aqui essa representação de Matriz de desafios. A Matriz de desafios (Tabela 4), procura-se ilustrar as áreas que poderão se agravar no Brasil, em maior ou menor grau, se não houver um esforço no sentido de melhoramentos tecnológicos para contrabalançar os efeitos negativos esperados. Essas constatações deverão conferir a importância para as diferentes tecnologias de energia e deverão ser consideradas nas conclusões finais do projeto para destacar ações prioritárias para P&D em energia. Foram assinaladas quatro níveis de impactos (ver legenda Tabela 4) para as principais fontes de energia primária consumidas no país.

As projeções oficiais (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a) não indicam grandes mudanças no perfil de consumo de energia primária no Brasil, mantendo a relação de energia fóssil e energia renovável nos mesmos patamares de 2005 (Figura 8). Praticamente 90% das fontes primárias utilizadas atualmente no país se concentram em petróleo, carvão, gás natural, biomassa e hidroeletricidade e esse quadro não se altera em 2030 de acordo com as projeções oficiais de (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a), exceto ao se considerar as variações das participações de algumas fontes como a cana-de-açúcar, gás natural e outras renováveis (principalmente energia eólica) que deverão aumentar e o petróleo com uma redução de sua contribuição relativa (Figura 4).

Foram escolhidos os seguintes critérios para indicar os “desafios” para a sociedade se não houver mudanças ou melhoramentos no padrão tecnológico adotado atualmente:

- Situação das reservas
- Aspectos Sociais e Regionais
- Qualidade do ar
- Saúde e segurança públicas
- Uso da terra e água e ameaças à biodiversidade
- Mudanças climáticas

Nos parágrafos a seguir são apresentadas as justificativas para as valorações realizadas.

Tabela 4: Matriz de desafios para 2030

<i>Fontes Primárias</i>	<i>Áreas de problemas</i>					
	Situação de reservas	Aspectos sociais e regionais	Qualidade do ar	Saúde e segurança públicas	Uso de terra, biodiversidade e água	Mudanças climáticas
Petróleo						
Gás Natural						
Carvão						
Energia Hidráulica						
Biomassa						
Energia Solar						
Energia Eólica						
Energia Nuclear						



Notas: Biomassa inclui lenha e cana-de-açúcar. Em 2005 90% da energia primária produzida no país era proveniente do petróleo, gás natural, carvão, biomassa e energia hidráulica. Essa participação é praticamente a mesma em 2030.

SITUAÇÃO DAS RESERVAS: esse parâmetro indica a pressão que poderá ser exercida com o contínuo crescimento da demanda, vis a vis a incorporação de novas reservas ou maior eficiência na sua utilização.

As previsões disponíveis até o horizonte de 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a) indicam um razoável nível de conforto em quase todas as fontes primárias, mesmo considerando as altas taxas de crescimento de consumo de energia primária projetadas⁷³. A relação reservas/produção (R/P) de petróleo e gás natural não será alterada substancialmente durante 2005-2030, indicando que novas descobertas acompanharão proximamente o crescimento da produção interna⁷⁴. O petróleo que em 2005 era de 20 anos cai para 19 anos e o gás natural de 17 anos aumenta para 18 anos. A área plantada de cana-de-açúcar que em 2005 era de 5,6 milhões de hectares é projetada em 2030 para 13,9 milhões de hectares para atender a produção estimada pelo PNE. O aproveitamento do potencial hidroelétrico que em 2005 representava 26% chegará a 63% em 2030, não havendo previsão de aumento dos recursos inventariados, e por esse motivo é a única fonte que se encontra sinalizada na Matriz de desafios.

Tabela 5: Situação das reservas das principais fontes primárias (2006)⁽¹⁾

		MEDIDAS/ INDICADAS/ INVENTARIADAS	INFERIDAS/ ESTIMADAS	TOTAL	EQUIVALÊNCIA ENERGÉTICA 10 ³ tep ⁽⁵⁾
Petróleo	10 ³ m ³	1.936.665	952.822	2.889.486,7	1.725.569
Gás Natural	106 m ³	347.903	240.714	588.617	345.468
Carvão Mineral (in situ)	106 t	10.090	22.240	32.330	2.754.570 (2)
Hidráulica	GW (3)	112,2	31,6	143,8	236.000/ano
Energia Nuclear	t U3O8	177.500	131.870	309.370	1.236.287 (4)

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2007b).

Notas: (1) Não inclui demais recursos energéticos renováveis. (2) Coeficientes de conversão variáveis e admitindo recuperação média de 70% e poder calorífico médio de 3900 kcal/kg. (3) Energia firme (Efirme/Pot = 55%). (4) Consideradas as perdas de mineração e beneficiamento e sem considerar a reciclagem de plutônio e urânio residual. (5) Calculado sobre as reservas medidas/indicadas/inventariadas. 1 tep = 10.000 kca

Os investimentos nos sistemas de produção, conversão e distribuição necessários para atingir as expectativas da matriz energética de 2030 de acordo com PNE 2030 representam um

⁷³ Entre 2005-2010 o PNE assume 5,0% de crescimento ao ano, e nos anos subsequentes, projeta-se crescimento menor, de 3,6% e 3,4% ao ano entre 2010 -2020 e 2020-2030, respectivamente.

⁷⁴ O PNE 2030 não considera as novas descobertas divulgadas em 2008, como a do megacampo de Tupi, que devem aumentar significativamente a relação R/P.

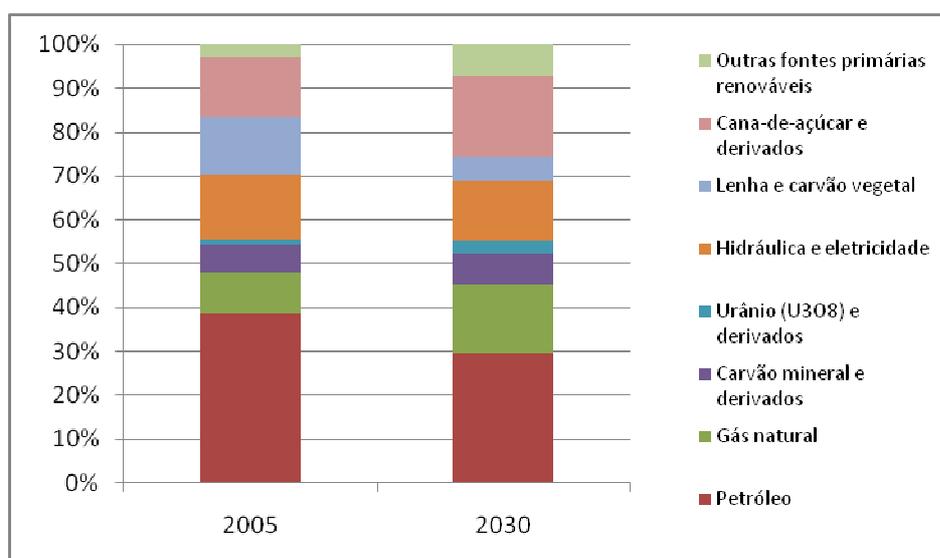
total de 806 bilhões de US\$, sendo que praticamente metade disso destinado ao setor de petróleo, seguido do setor elétrico, e gás natural. O setor de cana-de-açúcar demandará cerca de US\$ 1,2 bilhão ao ano, ou seja, 4% do total de investimentos em oferta de energia.

Tabela 6: Investimentos previstos para o período 2005-2030 (bilhões de US\$)

	2005-2030	média anual	
Petróleo	395	15,8	49%
Gás natural	95	3,8	12%
Cana-de-açúcar	30	1,2	4%
Eletricidade	286	11,4	35%
TOTAL	806	32,2	100%

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2007a).

Figura 4: A estrutura de produção e energia primária 2005 e 2030



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2007a).

ASPECTOS SOCIAIS E REGIONAIS: referem-se a considerações sobre possíveis impactos que o desenvolvimento e maior utilização das fontes poderiam ocasionar em termos de concentração de renda, empregos, atividades regionais que poderiam ser consideradas não desejáveis para o país.

Sob esse aspecto, a contínua exploração do potencial hidroelétrico na região Norte tende a representar obstáculos se não houver respostas para os problemas que esses empreendimentos representam para a região. A maior utilização de biomassa pode representar

impactos positivos no aspecto de geração de empregos regionais, mas também deverá haver capacitação e observância de condições adequadas de trabalho especialmente na etapa de produção agrícola dos insumos. É ainda uma fonte de energia com produção bastante concentrada no Sudeste, mas com potencial para expansão em diversas outras regiões. Existe necessidade de desenvolvimentos para adaptação de sistemas de produção de biomassa energética e de sua conversão para diferentes condições no país. O carvão possui uma ocorrência localizada no país e, portanto existe uma concentração de problemas decorrentes de sua exploração e utilização na região Sul do Brasil. Essas três fontes foram assinaladas como representando impactos de grau médio.

Provavelmente novos empreendimentos previstos para após 2015 de geração nuclear deverão ser localizados próximos a grandes centros de carga na região Sudeste que já concentram as usinas nucleares existentes.

QUALIDADE DO AR: as emissões de combustíveis fósseis deverão aumentar e esse aspecto deverá merecer atenção para estimular mudanças significativas no sistema de mobilidade de passageiros e cargas, eficiências de veículos, motores, etc.

As grandes cidades brasileiras já possuem problemas graves de altas concentrações atmosféricas de gases poluentes e particulados, isso deverá se agravar se não houver mudanças radicais nas tecnologias e sistemas de gestão de transporte (fontes móveis de poluição). O uso de carvão para fins industriais e para termoeletricidade também deverá aumentar nesse período, contribuindo também para o agravamento dos problemas de qualidade do ar.

Com relação à biomassa, os problemas maiores se restringem à prática de queimadas em épocas de colheita de cana.

SAÚDE E SEGURANÇA PÚBLICAS: esse aspecto possui relação com os efeitos de agravamento da poluição atmosférica decorrente da queima de combustíveis, refletindo em problemas respiratórios agudos ou crônicos da população exposta. O aumento previsto da utilização dos combustíveis fósseis agrava esses problemas se não forem desenvolvidas tecnologias alternativas.

No caso da energia nuclear, os riscos de acidentes e confinamento dos rejeitos são itens que os novos desenvolvimentos deverão minimizar.

USO DA TERRA E ÁGUA E AMEAÇAS À BIODIVERSIDADE: o sistema energético provoca impactos importantes de um modo geral, mas algumas tecnologias podem agravar ainda mais os problemas ambientais.

O aumento do uso de hidroeletricidade na região Norte e a expansão prevista da produção de biocombustíveis necessitará resolver os problemas que impõem com relação a esses recursos. É possível também que se acentuem conflitos com relação a utilização da

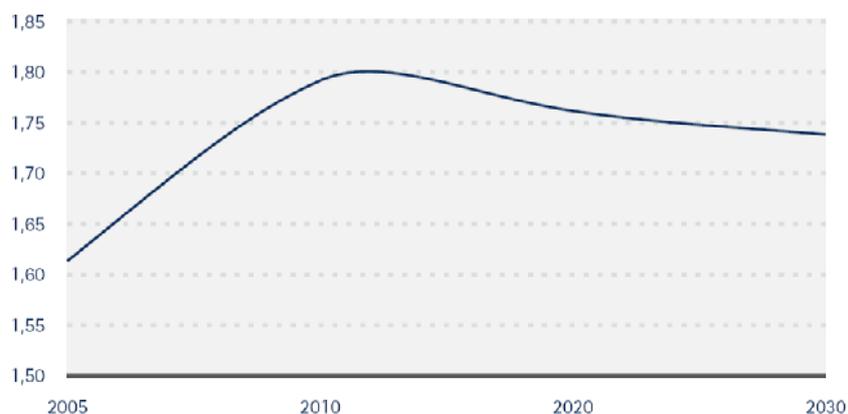
água para fins de geração de energia e outros usos. A energia hidráulica ainda será a principal fonte de energia elétrica produzida no país. No entanto, deverá haver maior diversificação de fontes para geração de eletricidade, as chamadas fontes alternativas apresentam maiores taxas de crescimento anual durante o período, especialmente biomassa (18% ao ano), utilização de resíduos (21%), centrais eólicas (8,4%) e PCH (7,4%). Nuclear e Carvão também crescerão de importância.

Em menor grau, o aumento da exploração e transporte de combustíveis fósseis também representam impactos e tecnologias deverão ser aprimoradas para possibilitar o aumento do consumo de energia previsto com os menores impactos possíveis.

MUDANÇAS CLIMÁTICAS: esse aspecto se refere a emissões de gases estufa provenientes da produção e uso de energia.

As projeções indicam que o Brasil deverá aumentar sua contribuição líquida de emissões de origem energética com o aumento da utilização de combustíveis fósseis em comparação com o ano de 2005, mesmo mantendo a participação estável em termos percentuais de fontes renováveis (Figura 8). As emissões de CO₂ por unidade de energia consumida no país aumentarão de 1,61 ton CO₂/tep em 2005 para 1,75 ton CO₂/tep em 2030, tendo um pico de 1,80 em 2010 (Figura 5).

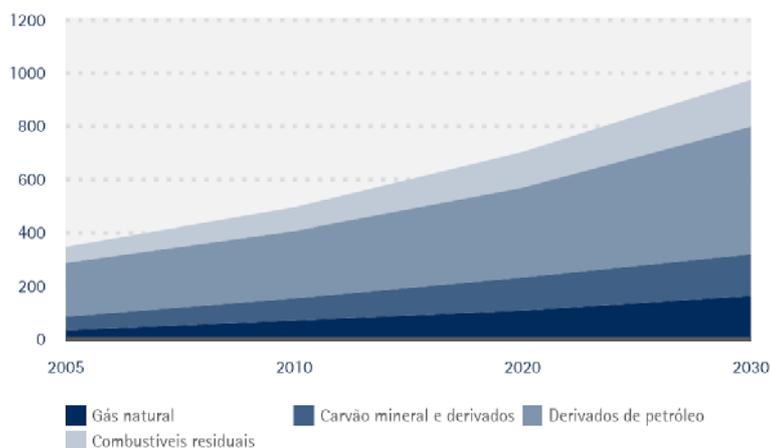
Figura 5: Evolução das Emissões específicas de CO₂ (2005-2030) (ton CO₂/tep)



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2007a). Nota: baseada na Oferta interna de energia

Os derivados de petróleo continuarão a ser os maiores contribuintes e representarão cerca de 50% das emissões totais, o gás natural que em 2005 tem pouca contribuição representará em 2030 cerca de 17% das emissões totais do setor energético. A expansão da atividade siderúrgica no país e de plantas termelétricas a carvão, que levam a um aumento do consumo do carvão mineral e derivados, fazem com que esse energético passe a responder por cerca de 16% das emissões totais de CO₂ em 2030 (Figura 6).

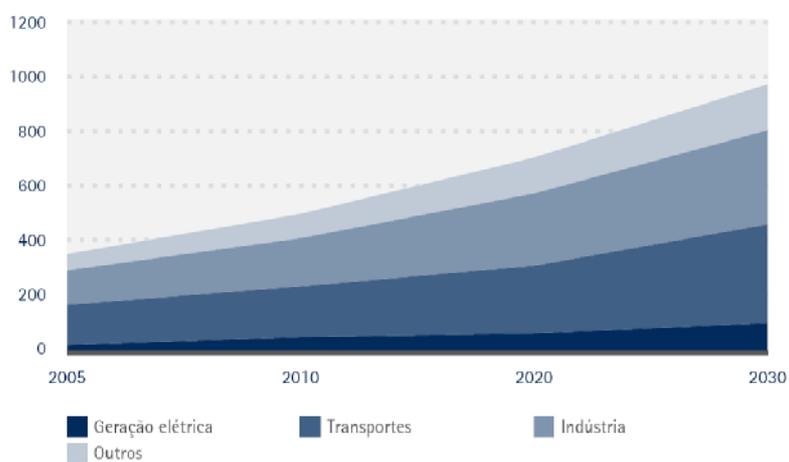
Figura 6: Evolução das Emissões de CO₂ por fonte (2005–2030) (milhões t CO₂/ano)



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2007a).

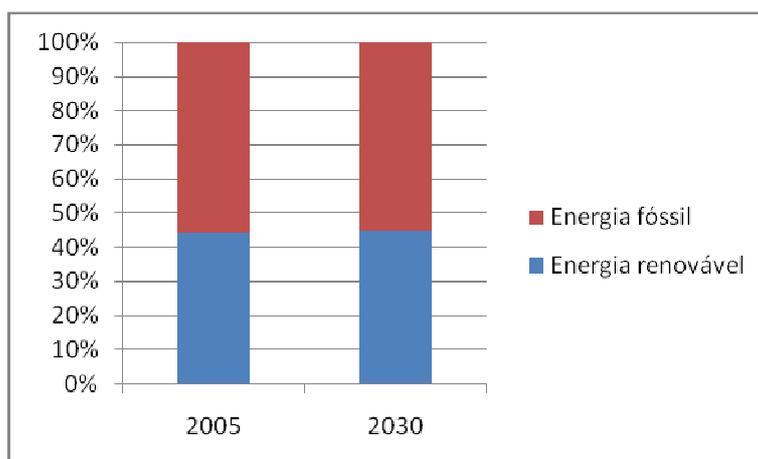
Do lado do consumo, o setor de transportes e a indústria continuarão a ser os maiores contribuintes das emissões brasileiras. Como resultado do aumento da geração termoeletrica, o setor de geração de eletricidade terá a maior taxa de crescimento de emissões entre 2005 e 2030, quase 7% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 6% em 2005 para mais de 10% em 2030 (Figura 7).

Figura 7: Evolução das Emissões de CO₂ por Setor (2005–2030) (milhões t CO₂/ano)



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2007a).

Figura 8: Produção de energia primária 2005 e 2030



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2007a).

6. A DEMANDA FUTURA DE ENERGIA

As seções seguintes têm o propósito de resumir as conclusões dos estudos consultados com relação às expectativas de demanda de fontes fósseis e renováveis, bem como as informações sobre a demanda final de energia segundo os principais setores da economia. São apresentadas as informações referentes a estudos globais inicialmente e a seguir os estudos nacionais.

6.1. AS PROJEÇÕES GLOBAIS

Existe um generalizado consenso a respeito da necessidade de transformações radicais no sistema de produção e uso de energia em escala global (InterAcademy Council, 2007; Greenpeace International, European Renewable Energy Council - EREC, 2007; Energy Information Administration, 2007; IEA, 2007d). A transição para um sistema energético mais “sustentável” representa grandes desafios para promover a substituição de tecnologias e processos em uso, adaptar e criar novas estruturas para transportar e distribuir energéticos de origem renovável e/ou produzidos de maneira descentralizada. Esse novo sistema energético não apenas deve ser confiável e seguro para garantir a crescente demanda de energia, mas necessita ser compatível com a preservação dos sistemas naturais, facilitar o acesso universal aos serviços de energia, satisfazer critérios de conveniência, qualidade e custos.

6.1.1. Fontes de Energia

Fontes fósseis

As reservas existentes de recursos energéticos não chegam a representar uma restrição importante para o futuro no mundo, mas certamente se está esgotando as reservas mais baratas de petróleo e gás natural. As preocupações relacionadas com “segurança de suprimento” especialmente entre os países industrializados e dependentes da importação de

petróleo representam importantes motivadores para políticas de R&D em energia com vistas a buscar soluções para diminuir suas vulnerabilidades econômicas.

No entanto, é bom ressaltar que as reservas de carvão e fontes não convencionais de petróleo (xisto, por exemplo) representam ainda enormes potenciais de fontes fósseis, mas é cada vez mais evidente que não será possível continuar a utilizar essas fontes nas atuais taxas sem comprometer a estabilização do clima. Portanto, mais importante que as preocupações relacionadas com restrições ou limitações de oferta, são as considerações ambientais que hoje em dia dominam os desafios a serem enfrentados pelos combustíveis fósseis (Holdren, 2006; Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007).

Hoje cerca de um terço da energia final é vem diretamente a partir de biomassa sólida (lenha e carvão vegetal) e carvão mineral, o que agrava bastante os problemas ambientais de emissões. Outra terça parte do consumo total é feito através do uso de combustíveis líquidos principalmente derivados de petróleo utilizados em transporte. Por fim o restante é feito através de energéticos que chegam aos consumidores através de sistemas de redes como eletricidade e gás natural.

Eletricidade e gás natural continuam a aumentar de importância nessa transição na direção de maior importância de redes de distribuição, dando também margem para o aparecimento de mini-redes, geração distribuída e uma progressiva incorporação de fontes renováveis aos sistemas convencionais. O hidrogênio também começa a se tornar mais relevante ao final do período (2100). O papel dos combustíveis líquidos permanece importante (até 2030 é ainda a principal forma de energia consumida no mundo) com uma gradual participação de combustíveis sintéticos líquidos (*synfuels*) como metanol a partir carvão, e etanol de biomassa (Energy Information Administration, 2007). Outros estudos consultados (Schock et al. 2004; IEA, 2007d; IIASA-WEC, 1998) também confirmam essas tendências de uma crescente dominância de energia final distribuída através de redes seja na forma de eletricidade ou gás, mas a energia primária ainda permanece bastante concentrada em torno das fontes de energia de origem fóssil, pelo menos até 2030 (Tabela 7).

Tabela 7: Demanda de energia primária no mundo 2015, 2030 (MTep) – cenário de referência

Fontes	2005	2015	2030	2005-2030 taxa anual (%)
carvão	2892	3988	4994	2,2
petróleo	4000	4720	5585	1,3
gás natural	2354	3044	3948	2,1
nuclear	721	804	854	0,7
hidráulica	251	327	416	2,0
biomassa e resíduos	1149	1334	1615	1,4
outros renováveis	61	145	308	6,7
Total	11429	14361	17721	1,8

Fonte: IEA, 2007d.

Fontes Renováveis:

Parte do esforço a ser realizado para atingir critérios de sustentabilidade ambiental é entendido como uma necessidade de aumentar a participação de modo substancial de tecnologias eficientes⁷⁵, combustíveis com menos conteúdo de carbono e fontes renováveis (inclusive biocombustíveis de nova geração).

Embora tenha havido comprometimento político de diversos países para criar mercados novos para tecnologias de energia renovável e, em contrapartida, fortes reduções nos custos das mesmas, ainda permanecem barreiras para maior disseminação dessas tecnologias. Ainda persistem distorções que o mercado não é capaz de resolver por si mesmo, sendo necessária a intervenção direta de políticas públicas tanto em aspectos regulatórios como através de incentivos financeiros. Existe necessidade de mais P&D e demonstração: avanços em áreas de armazenamento de energia, adaptação técnica e gestão dos sistemas de transmissão e distribuição convencionais (eletricidade, gás e combustíveis líquidos) e novos materiais são necessários para aumentar a competitividade das novas tecnologias de fontes renováveis.

A participação de fontes renováveis no suprimento de energia primária apresenta enormes diferenças segundo os diversos estudos consultados. Essa participação poderia chegar a 50% em 2050, segundo alguns estudos (Greenpeace International, European Renewable Energy Council - EREC, 2007), mas varia bastante conforme pode ser observado

⁷⁵ Refere-se aqui não só a tecnologias de conversão de energia mais eficientes segundo a primeira Lei da termodinâmica, mas também tecnologias capazes de reduzir emissões e impactos ambientais não só no lado da oferta como nos diversos usos finais.

na Figura 9. De qualquer modo, é reconhecido que a maior participação de fontes renováveis deverá ser acompanhada de um esforço muito grande para realizar integração de sistemas renováveis nas redes convencionais de distribuição de energia (eletricidade, gás e combustíveis líquidos). Será necessário também o desenvolvimento de sistemas capazes de compatibilizar a produção intermitente de algumas fontes com o sistema de demanda de energia.

A participação de fontes renováveis na geração de eletricidade, em particular, deverá aumentar de cerca de 18% hoje no mundo até 34% em 2030 nos cenários mais otimistas da IEA (IEA, 2006). Segundo esse estudo também a participação de biocombustíveis e hidrogênio (produzindo a partir de fontes renováveis, ou com emissão zero) poderia atingir de 3% do consumo global de energia no setor de transportes no cenário de referência até 35% no cenário mais otimista.

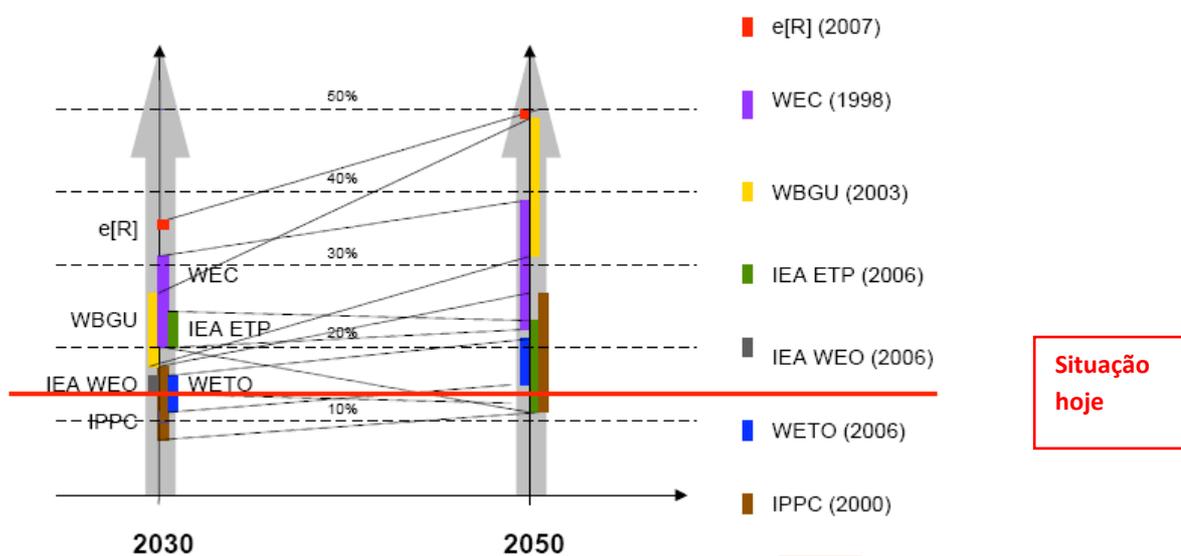


Figura 9: A contribuição de fontes renováveis no suprimento de energia primária global (2030 e 2050)

Fonte: Fishedieck, 2008.

Notas: European Commission (2006b); IEA (2007d); IEA (2006); Grassl et alli (2003); Greenpeace International, European Renewable Energy Council - EREC (2007); IIASA-WEC (1998).

6.1.2. Usos Finais

Praticamente todos os estudos indicam, em maior ou menor grau, uma profunda transformação na infra-estrutura de consumo de energia, ou seja, nas tecnologias de uso final. Todas essas mudanças deverão transformar radicalmente as tecnologias de uso final, em alguns casos duas novas gerações de tecnologias e inovadoras deverão entrar até 2100. As mudanças serão menos acentuadas até 2050, mas significativas em relação aos padrões

atuais e se acelerarão continuamente até 2100 (Figura 10). Isso indica que haverá substancial aumento nas atividades de P&D&D nessas áreas antes de 2050 (Schock et alli, 2004).

As quantidades de energia demandadas pelos principais setores nos EUA crescerá a uma média de 0,9% ao ano de 2006 até 2030, de acordo com o cenário de referência do estudo da do Departamento de Energia dos EUA (Energy Information Administration, 2007), sendo comandada principalmente pelo setor de transportes e em segundo lugar pelo setor industrial. Os estudos globais mostram um crescimento maior da demanda de energia, impulsionada pelos países emergentes, da ordem de 1,8% até 2030. Em termos de consumo setorial (IIASA-WEC, 1998) mostra a predominância do consumo industrial no mundo a partir de 2030.

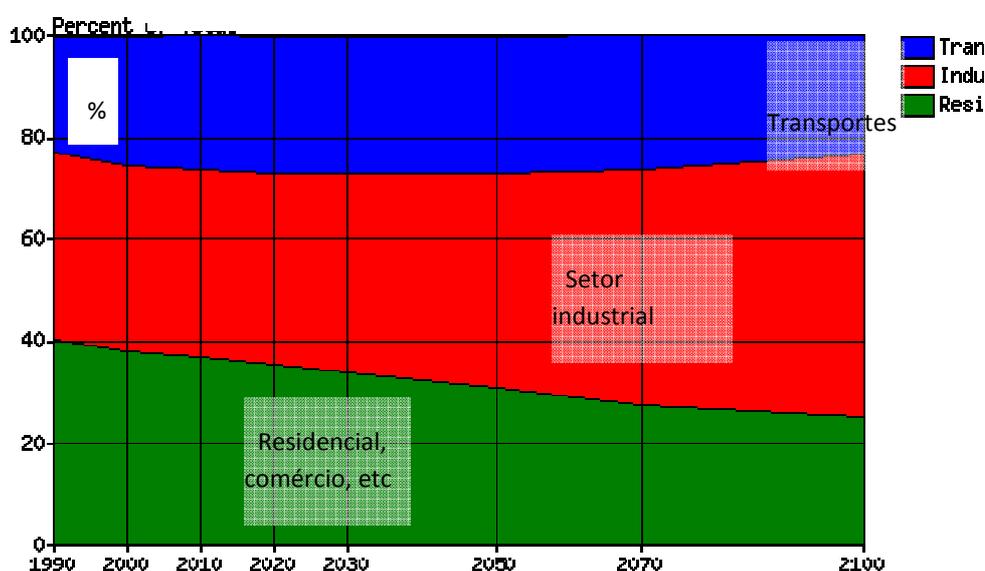


Figura 10: Projeções da estrutura de demanda de energia final global até 2100

Fonte: IIASA-WEC (1998).

Nota: Cenário B (médio).

Nos setores industrial, de transportes, residencial e comercial é observada a tendência de maior participação de fontes de melhor qualidade e ambientalmente melhores. Existe uma redução considerável na parcela de energia de fontes sólidas no setor residencial e de comércio com um contínuo crescimento da eletricidade e combustíveis gasosos. No setor de transporte existe uma gradual mudança de combustíveis deixando derivados de petróleo indo para a direção dos *synfuels* e biocombustíveis. Hidrogênio torna-se um combustível importante somente após 2050. Eletricidade também passa a ter um papel importante no setor de transporte (especialmente ferroviário e em menor escala rodoviário) também com a introdução do hidrogênio.

A importância de melhorar a eficiência de uso de energia é destacada em diversos estudos, sendo importante, não só para diminuição da intensidade energia da economia

mundial, mas também da intensidade de emissões de carbono. Eficiência energética é também parte da estratégia de maior penetração de fontes renováveis na maioria dos estudos prospectivos de energia (Volpi, Jannuzzi e Gomes, 2006; Grassl et alli, 2003; InterAcademy Council, 2007), o os efeitos cumulativos podem ser importantes como pode ser observado na Figura 11.

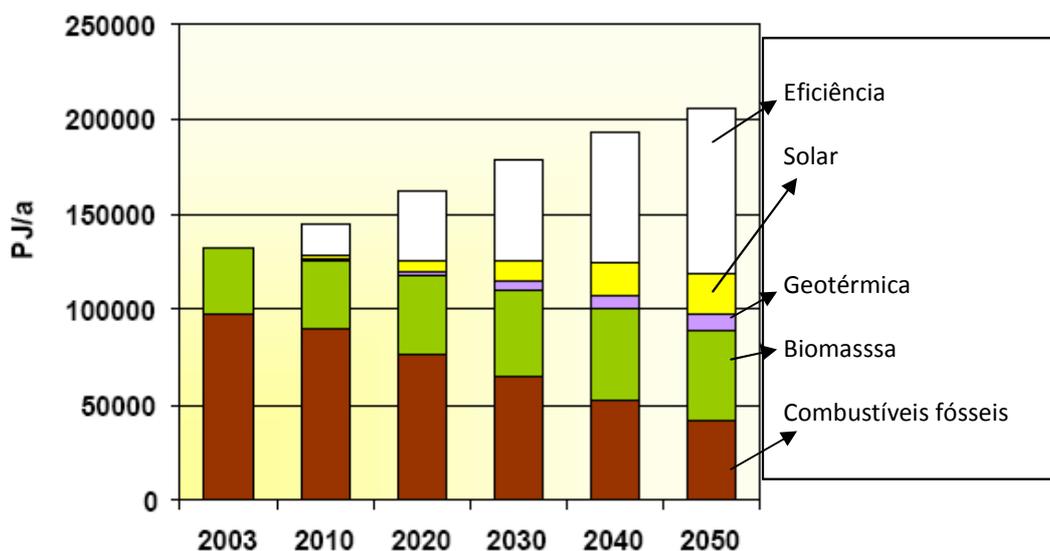


Figura 11: A contribuição das fontes renováveis de energia e eficiência energética no consumo final global (2003-2050)

Fonte: Apud Krewitt (2008), Greenpeace International, European Renewable Energy Council - EREC (2007).

6.2. TENDÊNCIAS DO CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL

Esta seção apresenta um resumo das expectativas de crescimento e estrutura de consumo de energia para o futuro, esta informação tem o objetivo de mostrar as estimativas sobre quantidades e tipos de usos finais de energia que serão demandadas no Brasil, complementando as informações apresentadas anteriormente para o contexto mundial. A informações são apoiadas em (Brasil 2007) que tem como horizonte final o ano de 2030⁷⁶.

De um modo geral, também se observa a tendência global de aumento da participação de combustíveis líquidos, eletricidade e gás natural no perfil de consumo final de energia do Brasil. O maior uso do carvão mineral na siderurgia está sendo previsto e é uma exceção à tendência na direção de matrizes menos intensivas em carbono e combustíveis sólidos.

As projeções indicam a prevalência dos combustíveis líquidos no consumo final de energia do Brasil, sendo que os derivados do petróleo representarão cerca de 35% (dependendo do cenário), o que é uma pequena queda em relação a 2005 (cerca de 40% do

⁷⁶ Neste estudo somente foi considerado os resultados do PNE 2030 produzido pela EPE/MME.

consumo final total). Observa-se também maior participação do etanol (14% do consumo final em 2030) e biodiesel (1,5%). A eletricidade aumenta sua participação no consumo final de 19% em 2005 para 24% em 2030, sendo a segunda forma de energia mais importante nesse período. O gás natural tenderá a aumentar sua participação de 6% (2005) para 9% do consumo final de energia em 2030⁷⁷.

O consumo de energia permanecerá concentrado nos setores de transporte e industrial que em 2005 já respondiam por 68% do consumo final de energia nacional e em 2030 quase 70% . A demanda do setor de transportes deverá aumentar mais rapidamente que a do setor industrial e assim como nos EUA, isso significará maior necessidade de combustíveis líquidos.

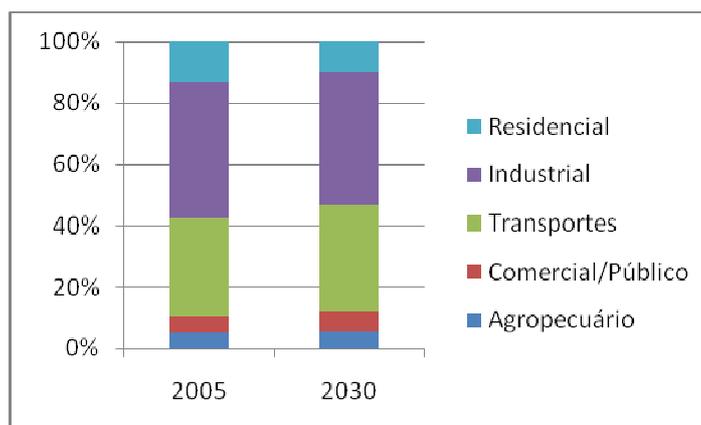


Figura 12: A estrutura de consumo final de energia por setores 2005, 2030 (%)

7. CONCLUSÕES: NECESSIDADES DE P&D

7.1. TECNOLOGIAS DE ENERGIA

Este relatório descreveu o estado da arte da pesquisa e desenvolvimento na área de energia no mundo, com base em uma extensa revisão da literatura nacional e internacional recente. Foi elaborado, a partir das informações coletadas um horizonte de tempo (“timeline”) mostrando as expectativas de entrada comercial das principais tecnologias de energia. As tecnologias foram divididas nas seguintes categorias: 1) Geração de eletricidade; 2) Combustíveis e calor; e 3) Transmissão, transporte, distribuição, usos finais e outros.

Contrastando com a enorme diversidade de padrões de suprimento de energia entre países, é possível verificar entre os estudos consultados que existe grande convergência nos padrões de energia final buscando sempre maior participação de fontes mais limpas, mais flexíveis e mais convenientes, independentemente da estrutura de oferta de energia. Isso significa que haverá maiores investimentos em tecnologias para conversão de fontes primárias em combustíveis gasosos, eletricidade e combustíveis líquidos.

⁷⁷ Os valores percentuais apresentados referem-se ao cenário B1 do Plano Nacional de Energia 2030 (Empresa de Pesquisa Energética 2007).

Essa tendência também se verifica nas projeções oficiais do Brasil, com maior participação de combustíveis líquidos, gás natural e eletricidade até o ano 2030.

É importante frisar que algumas tecnologias se relacionam diretamente no desenvolvimento de outras, podendo ser chamadas de tecnologias (ou áreas) comuns. Esforços de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de interesse comum deveriam ser realizados nos seguintes temas: 1) Materiais: materiais mais resistentes, mais leves, que suportem temperaturas e pressões elevadas, e que sejam mais resistentes à fadiga, abrasão e corrosão. 2) Sensores e automação: sistemas integrados de monitoramento e controle inteligentes; e 3) Combustão: queimadores para a geração de eletricidade, indústria e residências; e 4) Regulação: regulação tarifária, técnica e mitigação do risco regulatório.

Abaixo são levantadas as tecnologias de relevância alta, média e baixa para o Brasil, com base no levantamento bibliográfico levantado neste relatório e nas particularidades do país. A explicação sobre o motivo da relevância está ao lado da tecnologia.

ALTA RELEVÂNCIA:

GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	
Turbinas a gás e duais (hidrogênio e gás natural)	Apesar de a iniciativa privada já ter implementado comercialmente estas tecnologias, elas são de grande relevância no Brasil, que vem utilizando o gás natural para a geração de eletricidade (com perspectivas de aumento no futuro) e tem que importar estas turbinas; além disso, esta tecnologia tem interface com a queima de hidrogênio. É importante que o Brasil invista em melhorias de design e eficiência, juntamente com queima dual (hidrogênio + GN). São importantes para as seguintes aplicações: usinas a gás em ciclo combinado, usinas de gasificação de carvão e biomassa.
Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC)	O processo de gasificação está em fase de P&D no mundo, com algumas plantas piloto já em funcionamento. Esta pode ser uma alternativa de energia mais limpa não só através do carvão, mas também com a biomassa. Pesquisas visando a melhoria da eficiência do sistema e de turbinas (turbinas a gás) são importantes no Brasil.
Leito fluidizado circulante (CFBC): utilização de sistemas biomassa-carvão no Brasil	Usinas de CFBC são interessantes em regiões que o carvão possui um baixo poder calorífico (lígneos ou betuminosos); este tipo de carvão (100%) é encontrado nos estados do Sul do país. Esta tecnologia pode ser utilizada na queima de carvão com resíduos de biomassa (casca de arroz, por exemplo).
Tecnologias de reatores nucleares avançados	O ressurgimento dos programas nucleares no mundo e no Brasil, devido a necessidade de expansão e diversificação da matriz, além da preocupação com o aquecimento global, evidencia a importância desta fonte, por algum tempo esquecida. Enfoque em pesquisas de reatores tipo PWR (tecnologia de Angra I, II e III) e tecnologias da GEN-IV são importantes.
Produtividade do ciclo do combustível nuclear	O Brasil possui grandes reservas de urânio e detém a tecnologia de enriquecimento deste combustível, podendo vir a ser exportador num futuro próximo. Pesquisas deveriam ser direcionadas em ciclos avançados de combustível nuclear com alta queima e altas taxas de conversão.
Gestão de resíduos nucleares	As pesquisas no exterior têm apontado para reutilização e armazenagem dos resíduos e transformação de resíduos nucleares em resíduos cerâmicos. Ao instalar usinas nucleares é uma área que merecerá atenção no Brasil.
Geração Hidráulica	As questões voltadas para maior eficiência e melhorias nos impactos

	ambientais, protegendo os efeitos negativos sobre a natureza e aos moradores da região impactada; turbinas amigáveis aos peixes. São pesquisas importantes para um melhor aproveitamento do potencial hidráulico nacional.
Biomassa: gasificação de pequeno porte (< 100 kW); Gasificação de grande porte (10 – 100 MW) com ciclo combinado	O país possui um grande potencial para o uso de gaseificação de biomassa integrada a ciclo combinado de potência, especialmente no setor sucroalcooleiro e pelo baixo custo da biomassa. As eficiências são bastante elevadas comparadas com os sistemas convencionais de ciclo a vapor, com aumento significativo na geração de excedentes de eletricidade. Na região Sudeste, o período seco coincide com a geração desse excedente em usinas de açúcar e álcool (complementaridade das fontes).
Hidrogênio: células a combustível na geração distribuída	Células a combustível (CaC) requerem ainda bastante atividade de PD&D. Duas são as principais barreiras: aumento da eficiência das plantas e elevado custo de capital. As CaC são tecnologias a serem utilizadas em mercados de cogeração de pequena escala, como no setor residencial e comercial, competindo com outras tecnologias como motores Stirling e de combustão interna. Há uma recente tecnologia de CaC com grande potencial de utilização no Brasil, a qual utiliza etanol diretamente, sem a necessidade de reforma, chamada DEFC (Direct Ethanol Fuel Cell).
Fusão nuclear	A fusão nuclear tem se destacado nos últimos anos através de cooperação internacional em investimentos em P&D por se mostrar uma alternativa de grande potencial para a geração de elevadas quantidades de energia no futuro (virtualmente inesgotável, segura e livre de emissões) juntamente com a economia do hidrogênio. Sua implantação em escala comercial, entretanto, não é vislumbrada até 2050. A viabilidade econômica dos reatores a fusão ainda é desconhecida. As eficiências ainda são baixas, mas com boas perspectivas. O Brasil, desde 2006, está estimulando suas atividades científicas e tecnológicas da fusão nuclear controlada, pretendendo desenvolver tecnologias próprias e ingressar no esforço internacional que busca viabilizar o uso da fusão nuclear em larga escala.
Energia solar térmica de alta temperatura	A tecnologia está em estágio de demonstração em um número crescente de países e espera-se que será competitiva com a geração convencional nos EUA em 2020, não se mostrando competitiva em escala comercial no Brasil pelo menos até 2030. Dado o potencial solar do Brasil e vantagens competitivas de material, mão-de-obra e alguns equipamentos, o custo por capacidade instalada é possivelmente menor do que nos EUA, conforme pré-análise de viabilidade realizada.
COMBUSTÍVEIS E CALOR	
Gas-to-liquid (GTL)	A Petrobras mantém ativa uma linha de pesquisa relacionada com a tecnologia GTL, através de duas rotas tecnológicas, uma voltada para a produção de combustíveis e outra para produtos petroquímicos. Esta área está em franco desenvolvimento no mundo, com destaque para pesquisas do processo Fischer-Tropsch, que também pode ser utilizada na tecnologia CTL (coal-to-liquid)
Tecnologia de produção agrícola de “biomassa energética”	As principais tecnologias com potencial de contribuição para a produtividade e sustentabilidade da cana-de-açúcar estão associadas com o melhoramento genético, a tecnologia da informação, as técnicas de plantio, os tratos culturais e a colheita. Trabalho realizado pelo NIPE (2005, 2007) propõe novos paradigmas tecnológicos nesse sentido para compleição no horizonte de 2025 que são de alta relevância devido às expectativas de elevada expansão das áreas agrícolas, da produção de etanol, às pressões ambientais e sociais e de manter a liderança do país na área.
Biorefinarias	Dada a disponibilidade de biomassa a baixo custo, especialmente cana-de-açúcar, as biorefinarias possuem grande potencial na produção de combustíveis líquidos e matéria-prima para diversas indústrias, substituindo as fontes fósseis. Ainda em desenvolvimento no mundo, o país possui a oportunidade de desenvolver essa alternativa em áreas onde apresenta vocação e vantagens em relação a outros países.

Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração)	Possibilitam um aumento da produção de etanol de 35%-40% na mesma área plantada de cana-de-açúcar. As diversas rotas devem ser estudadas, inclusive a integração dos processos e produtos da hidrólise a destilarias. O país possui importante oportunidade de desenvolver tecnologia própria e manter-se líder no mercado de biocombustíveis. Estudo do NIPE (2007) considera essa nova tecnologia como crucial para a sustentabilidade da cadeia produtiva do etanol.
Veículos: demanda futura por combustíveis (tipo de combustível, eletricidade e hidrogênio)	O setor de transportes é um setor que merece maior destaque para as atividades de P&D e de planejamento dados os problemas vividos e a serem agravados nas grandes cidades (poluição, trânsito) e à dependência praticamente total do transporte de cargas rodoviário. Soluções de modais e do maior uso do transporte de massa (ônibus, trens híbridos, trens "maglev"), integrados com o planejamento do espaço urbano são necessários. Veículos híbridos são 30% a 40% mais eficientes do que os convencionais a gasolina e diesel, apesar de muito mais caros. A eficiência de veículos movidos com células a combustível é ao menos o dobro dos veículos a combustão interna padrões. Ônibus a células a combustível já estão em demonstração em vários países e em 2008 o primeiro protótipo do tipo iniciará sua operação no Brasil.
TRANSMISSÃO, TRANSPORTE, DISTRIBUIÇÃO, USOS FINAIS E OUTROS	
Controle de Emissões	O controle de emissões é intimamente ligado à tecnologia comum de sensoriamento e automação. Esta atividade é de alta relevância dada à crescente preocupação e restrições ambientais impostas no Brasil e no mundo.
Produção e armazenamento de hidrogênio como vetor energético	Para que o hidrogênio produzido seja utilizado comercialmente para fins energéticos, as tecnologias atuais de produção de hidrogênio necessitam de redução de seus custos e de melhoria da eficiência significativas. O armazenamento é um dos principais desafios para a economia do hidrogênio. As altas eficiências das CaC são o carro-chefe da economia do hidrogênio, especialmente quando o hidrogênio provém de fontes renováveis. O país está prestes a publicar seu Roteiro de longo prazo (2025) para a economia do hidrogênio no país, tendo como uma de suas principais prioridades o uso do etanol e da biomassa para produção de hidrogênio.
Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	A qualidade da energia, continuidade no fornecimento, geração distribuída são exigências crescentes que necessitam a instalação de Sistemas com fluxo de potência controláveis (FACTS), Redes inteligentes. Os sistemas de armazenagem também podem contribuir para solução desses problemas. Os circuitos "inteligentes" acoplados aos equipamentos e maiores responsáveis pelos altos custos de instalação no sistema elétrico podem ser desenvolvidos no Brasil. A crescente densidade de carga nos grandes centros brasileiros exigirá no longo prazo supercondutores, tanto pelo espaço físico para instalação como pela sua maior condução de corrente e menor nível de perdas. Outra tecnologia de condutor que possibilita maior eficiência e aplicação em maiores distâncias é a nanotecnologia de carbono. Essas tecnologias possibilitarão maior eficiência e compactação de equipamentos.
Usos finais: indústria	Tecnologias que melhorem a eficiência energética de setores energo-intensivo no Brasil são importantes para a competitividade da indústria nacional e meio-ambiente. Pesquisas deveriam ser efetuadas em: 1) Tecnologias comuns para motores e sistemas de vapor; 2) Siderurgia: injeção de carvão pulverizado e resíduos plásticos, smelt reduction e fundição tipo near net-shape; 3) Fornos de clinquerização (design e pré-aquecimento); 4) Química e Petroquímica: biomassa como matéria prima e biopolímeros, membranas, reatores de membranas; 5) Papel e celulose: gasificação de licor negro e secagem de papel através de etanol; 6) Metais não-ferrosos: tecnologias de anodos inertes e design de células bipolar na produção de alumínio primário.
Usos Finais: residencial e	O crescente aumento da demanda do setor residencial, comercial e

comercial	de serviços requer ações de melhorias na eficiência de equipamentos como lâmpadas, ar-condicionado e refrigeração. O uso de sistemas integrados de gerenciamento da energia é outro ponto importante e pouco utilizado no país, especialmente nas pequenas e médias empresas.
Edificações	O setor de construção, como sendo a atividade humana com maior impacto sobre o meio ambiente (consumo de recursos naturais, insumos energéticos e geração de resíduos) em proporções muito maiores do que outras atividades econômicas, e possuindo uma grande importância econômica, apresenta-se, por essas razões, como um setor-chave para ações voltadas para o desenvolvimento sustentável. 80% do consumo de energia ocorre durante a vida útil da edificação, sendo patente a importância do seu projeto adequado. O Brasil tomou importantes medidas nos últimos anos nesse sentido, mas são necessárias políticas e uma agenda de implantação e PD&D com prioridades, metas e ações como vem sendo feito no caso do Roteiro nacional para a economia do hidrogênio.
TECNOLOGIAS COMUNS	
Materiais	Materiais mais resistentes, mais leves, que suportem temperaturas e pressões elevadas, e que sejam mais resistentes a fadiga, abrasão e corrosão. O desenvolvimento desta tecnologia permitiria melhorias na eficiência energética para a geração de eletricidade, já que possibilitaria o aumento do delta de temperatura entre os reservatórios quente e frio; contribuiria também com a diminuição do consumo de combustíveis automotivos com a fabricação de veículos mais leves.
Sensores e automação	Sistemas integrados de monitoramento e controle inteligentes podem ser aplicados em diversas tecnologias de energia, desde a geração de eletricidade, na queima de combustíveis e até o transporte e uso final.
Combustão	Equipamentos de combustão (queimadores) são utilizados na geração de eletricidade através de gás natural, hidrogênio, derivados de petróleo, carvão e biomassa; são utilizados em indústria em caldeiras, fornos e secadores, também em residências (fornos e chuveiros a gás). Esta tecnologia também está relacionada com materiais e monitoramento e controle, permitindo uma queima mais eficiente.
Regulação	Regulação tarifária, técnica e mitigação do risco regulatório. Aspectos como a segurança de suprimento, integração de diversos sistemas energéticos, regulação tarifária e a mitigação do risco regulatório se tornarão cada vez mais importantes no desenvolvimento dos serviços de utilidade pública no Brasil.

MÉDIA RELEVÂNCIA:

GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	
Tecnologias de combustão mista (biomassa com carvão e gás natural); Tecnologias de combustão avançadas (biomassa, incluindo resíduos)	Co-firing de biomassa com carvão e óleo combustível em plantas de grande escala modernas e eficientes é economicamente viável atualmente, porém muito pouco utilizada no país. Atividades de P&D são necessárias, especialmente utilizando mistura de gás natural e gás de gaseificação de biomassa a serem queimadas em turbinas a gás como uma alternativa que até agora não tem sido considerada. O co-firing reduziria o uso de gás natural em ciclos combinados e consequentemente a emissão de CO ₂ .
Geração Hidráulica	Modelos de controle de vazão; uso múltiplo da água; design de turbinas, turbinas hidrocinéticas, grupo de geradores para centrais de baixas quedas; dispositivos para barramento de cursos de água de baixas declividades. Para o aproveitamento do potencial hidráulico nacional haverá muito investimento nessa área.

Materiais Piezoelétricos	São grandes os desafios técnicos a vencer para a geração com o uso de materiais piezoelétricos.
COMBUSTÍVEIS E CALOR	
Hidratos de Metano	As reservas de hidratos de metano no mundo são enormes. Apesar da Petrobrás já realizar pesquisa na área, é ainda uma tecnologia de longo prazo de maturação, em que se faz necessário investimento em P&D no que tange a existência, localização e mensuração destas reservas no país, viabilidade econômica, exploração e produção deste combustível no Brasil.
Recuperação Avançada de Petróleo	Esta área é aplicada e já é pesquisada pela Petrobrás, entretanto, algumas rotas tecnológicas ainda estão longe da implementação comercial, como as técnicas microbiológicas e químicas. Outras já estão mais próximas da implementação comercial (injeção de CO ₂ e métodos térmicos).
Gás Natural Liquefeito (GNL)	Área em que a Petrobrás está investindo, com a construção de duas estações de regasificação no Brasil. Pesquisas deveriam focar na avaliação dos impactos na infra-estrutura existente (transporte, armazenagem, operacionalização, etc...) e segurança.
Carvão Vegetal: tecnologias avançadas de carvoejamento; pirólise	Apesar da produtividade brasileira de produção industrial de carvão vegetal ser maior do que os níveis internacionais, a eficiência e custo são fatores importantes para a competitividade das indústrias que o utilizam como matéria-prima. As questões sócio-ambientais são "drivers" importantes quando se trata de carvão proveniente de florestas nativas ou produzidos por mão-de-obra em regime de semi-escravidão. As indústrias continuariam possuindo um papel importante nas atividades de PD&D, não sendo relativamente de tanto peso o papel do poder público para seu desenvolvimento, apesar de necessário.
Energia solar térmica de baixa temperatura	No Brasil, a tecnologia de sistemas solares para aquecimento de água sanitária com coletores planos fechados ou abertos é madura tecnologicamente e comercialmente competitiva considerando a vida útil do sistema. Há a necessidade de continuação de atividades de P&D para as tecnologias comercialmente existentes e para as novas, assim como demonstração de novos sistemas/conceitos. São necessárias, em especial, maiores pesquisas em aquecedores solares de baixo custo (durabilidade, segurança, desempenho energético e fitossanitário, por exemplo). Dado o potencial brasileiro e a importância de redução da carga da ponta do sistema elétrico, sua aplicação é altamente relevante. Atualmente o maior problema são as barreiras para a penetração da tecnologia no mercado, sendo elas essencialmente econômicas, de informação e de transformação de mercado.
TRANSMISSÃO, TRANSPORTE, DISTRIBUIÇÃO, USOS FINAIS E OUTROS	
Transmissão e distribuição de gás natural	Pesquisa aplicada, e realizada em grande parte pela Petrobrás e distribuidoras de gás natural. O foco nas pesquisas deveria ser em tecnologias de inspeção (automação e sensores); sensoriamento remoto do transporte de gás; produção offshore; detecção de vazamentos em dutos e monitoração on-line da integridade de equipamentos estruturais.

BAIXA RELEVÂNCIA:

GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	
Carvão Pulverizado	Tecnologia consolidada no exterior, com avanços na eficiência de sistemas ultra-supercríticos. Reservas de carvão no Brasil são concentradas no sul do país e são de baixa qualidade.
Leito Fluidizado Pressurizado	Tecnologia ainda em estágio inicial de desenvolvimento, entretanto, esta rota não é interessante para o país devido a baixa qualidade do carvão brasileiro e alta concentração das reservas (sul do país).

	Esforços nesta área no país deveriam ser direcionados para sistemas de leito fluidizado circulante e gasificação de carvão, indicados para carvão de baixa qualidade e podem ser utilizados de forma híbrida (juntamente com biomassa).
Cogeração por ciclos a vapor	Tecnologia dominada e largamente utilizada no país, há grande potencial para melhoria das eficiências globais e na produção de excedentes de eletricidade através do emprego de parâmetros mais elevados na geração de vapor (caldeiras de maior pressão e temperatura). Atividades de P&D incrementais são necessárias, mas sua maior disseminação depende em grande maneira de incentivos aos investimentos na atualização do parque gerador e na venda de eletricidade excedente gerada (preços, conexão às redes, por exemplo). Portanto, apesar de possuir uma relevância baixa em relação a atividades de P&D, possui grande importância para a modernização do parque e aumento de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia.
COMBUSTÍVEIS E CALOR	
Tecnologia para produção de óleo e gás em águas profundas e ultra-profundas.	Esta tecnologia é aplicada e vem sendo pesquisada pela Petrobrás, que já é líder no setor.
Tecnologias de refino de petróleo	Tecnologias de refino estão na fase de desenvolvimento contínuo, por já serem maturadas. Pesquisas na área deveriam focar principalmente no processamento de óleos pesados e diesel ultra-limpo, que já são pesquisados pela Petrobrás.
Coal-to-liquid (CTL)	Reservas de carvão no Brasil são concentradas no sul do país e são de baixa qualidade. Somente acompanhamento do que se faz no exterior é necessário.
Armazenamento de gás natural	Pesquisa aplicada. Foco em reservatórios de gás ou óleo depletados, aquíferos naturais, depósitos de sal e GNL.

7.2. O MÓDULO DE INTEGRAÇÃO

Esta seção introduz uma representação do sistema energético e procura sintetizar o nível de esforços em P&D que seriam necessários no horizonte 2030-2050, com ênfase nas necessidades do Brasil. A partir da bibliografia consultada, as diversas tecnologias foram avaliadas de acordo com sua relevância para esforços de P&D. Foi construído um diagrama representando o fluxo energético desde fontes primárias até usos finais (Figura 13). As necessidades de P&D estão representadas nas intersecções que representam as diferentes conversões entre formas de energia.

Para assinalar os graus de esforços dessa tabela, foram analisadas segundo três critérios:

- As informações sobre o estado da arte das tecnologias de energia,
- A Matriz de Desafios e também
- As tendências projetadas de produção e consumo de energias.

Essas informações foram valoradas de acordo com avaliações dos membros da equipe e compuseram uma Matriz de relevância para cada tecnologia. Foram atribuídos pesos aos

três critérios de relevância para valorar as tecnologias. O processo de confecção dessa Matriz de relevâncias está apresentado no Anexo 1.

De um modo geral observa-se que grande parte dos esforços de P&D estão mais concentrados no topo do sistema energético, ou seja, no desenvolvimento de tecnologias de interface e nas tecnologias de uso final (Figura 13). O maior aproveitamento de energia renovável implicará em necessidades de novas tecnologias e gerenciamento de sistemas de distribuição, transporte/transmissão e armazenagem. Além disso, a conversão de fontes tradicionalmente mais poluentes em fontes secundárias “mais limpas” também devem direcionar os esforços de P&D, conforme é indicado na figura.

Foi possível verificar a importância da eletricidade como fonte energética secundária e as necessidades de maiores esforços na conversão particularmente a partir de fontes como biomassa, energia nuclear e hidrogênio. Desenvolvimentos de materiais mais eficientes, com menores perdas e sistemas de armazenamento assim como substanciais melhorias na eficiência dos usos finais (indústrias, comércio, serviços e residencial) são esperados. Ainda se espera razoável atividade em P&D no Brasil na conversão de várias outras fontes primárias como o carvão, gás natural, biomassa, energia solar e PCHs

No que se refere aos combustíveis líquidos grandes desenvolvimentos são esperados com relação às tecnologias de uso final no setor de transporte (melhorias na eficiência energética, veículos híbridos e multicompostíveis) e a própria gestão de sistemas de transporte. Desenvolvimentos tecnológicos significativos foram também detectados na conversão da cana-de-açúcar em etanol até 2050. Teremos ainda razoável atividade de P&D na conversão de gás em combustíveis líquidos e melhorias nas tecnologias de refino e processamento para produção de derivados de petróleo.

A gaseificação do carvão e a aplicabilidade dessas tecnologias para biomassa sólida são possibilidades que são apontadas como significantes para garantir a demanda de combustíveis gasosos no futuro, implicando também em maior desenvolvimento da infraestrutura de transporte de gás.

A revisão realizada com relação ao desenvolvimento futuro das tecnologias relacionadas com o hidrogênio indicam que os maiores desafios estão nas áreas de materiais (inclusive armazenamento), e sistemas de transporte e distribuição.

A análise sobre a intensidade de esforços de P&D na área dos combustíveis sólidos indica maior relevância para as atividades relacionadas com melhorias da biomassa sólida e também para o combustível nuclear (enriquecimento de urânio) como fontes primárias de energia.

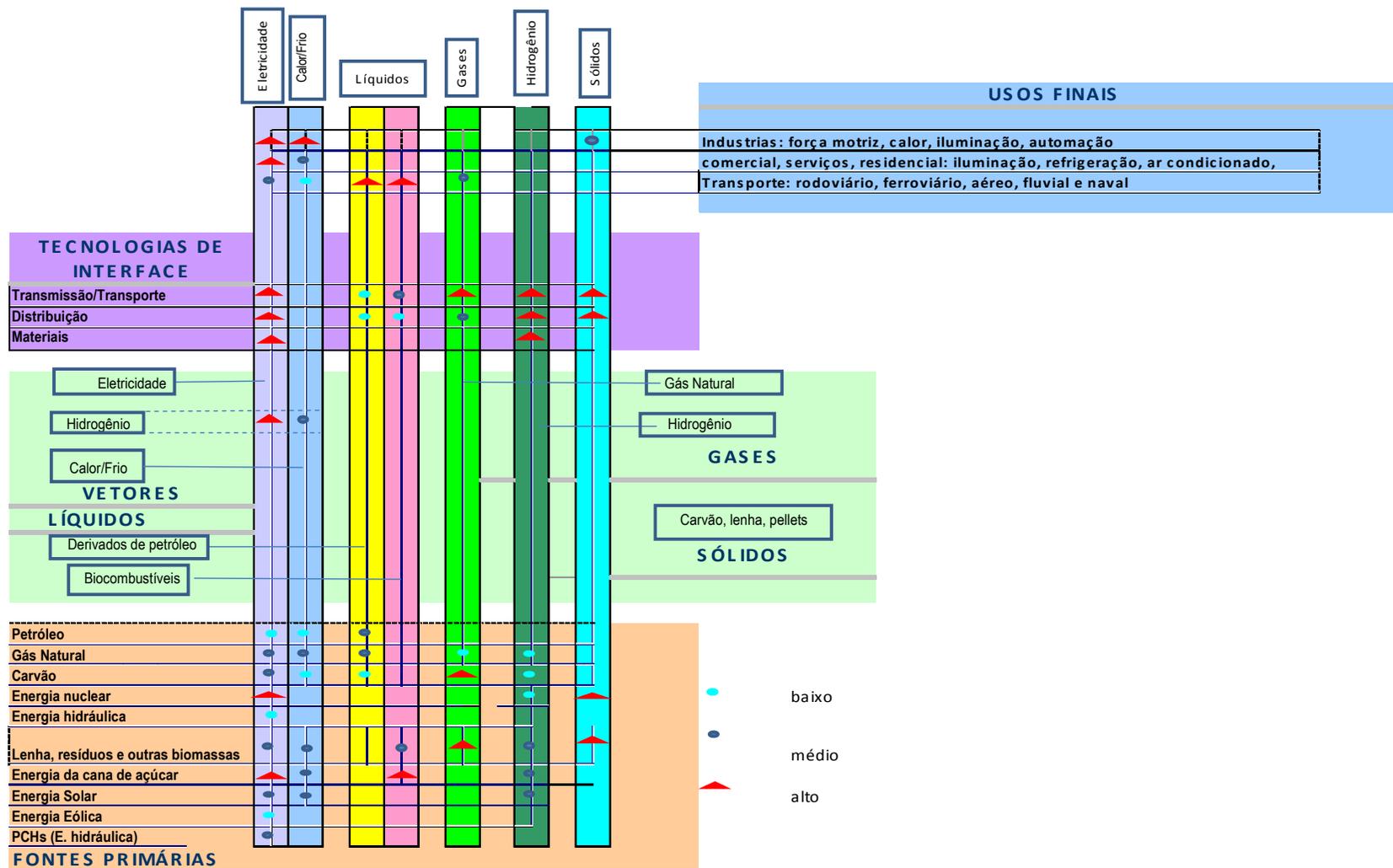


Figura 13: Intensidade de esforços em P&D para o sistema energético brasileiro.

8. BIBLIOGRAFIA

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2005. Energia Solar. Em Altas de Energia Elétrica, 29-42, Brasília: ANEEL http://www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm (Acessado Março 18, 2008).

Azevedo, José Sergio Gabrielli, de. 2006. "Plano de Negócios 2007-2011". Petrobrás, Rio de Janeiro.

Bajura, Rita, 2004. "New Horizons in Natural Gas Technology. Ingenuity & Innovation."

Bartis, James. 2004. RAND | (Technical) Reports | Long-Range Energy R&D: A Methodology for Program Development and Evaluation. <http://www.rand.org/> (Acessado Fevereiro 1, 2008).

Beer, J de. 1998. Potential for Industrial Energy Efficiency Improvement in the Long Term. Ph D Thesis, Utrecht University, Utrecht.

Bezzon, Guilherme, e José Dilcio Rocha. 2005. Pirólise. Em Uso da Biomassa para produção de energia na indústria brasileira, Ed. Frank Rosillo-Calle e Sérgio Valdir Bajay, 397-411, Campinas: Editora da Unicamp.

Bobrowicz, Wladyslaw. 2006. "Small Hydro Power: Investor Guide". Power Quality and Utilisation Guide. Section 8: Distributed Generation. <http://www.leonardo-energy.org/drupal/small-hydro-power>

BP, British Petroleum, 2007. "BP Annual Review 2007."

Brakmann, Georg, Rainer Aringhoff, Michael Geyer, e Sven Teske. 2005. Concentrated Solar Thermal Power - Now! Greenpeace International, European Solar Thermal Industry Association, IEA SolarPACES <http://www.greenpeace.org/international/press/reports/Concentrated-Solar-Thermal-Power> (Acessado Março 18, 2008).

Braunbeck, Oscar A., e Luís Augusto Barbosa Cortez. 2005. O cultivo da cana-de-açúcar e o uso de resíduos. Em Uso da Biomassa para produção de energia na indústria brasileira, Ed. Frank Rosillo-Calle, Sérgio Valdir Bajay, e Harry Rothman, 215-246, Campinas: Editora da Unicamp.

Bressiani, José Carlos. 2007. Materiais avançados para geração e armazenamento de energia. Apresentação feita na Oficina dos Relatórios de Situação. Estudo Prospectivo de Materiais – Fase 1. 12 de dezembro de 2007.

Campos, Ivonice Aires. "Potencialidades e Energias Renováveis no Brasil: Perspectiva Eólica". 1º Seminário do Centro-Oeste de Energias Renováveis. Goiânia, 26 a 27 de setembro de 2007. <http://www.seplan.go.gov.br/energias/livro/cap08.pdf>

Canal, O jornal da bioenergia -. 2008. Exportação de etanol de segunda geração em 2012. no.17, Janeiro, Ano 2.

CGEE, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2007a. "Estudos Temáticos e de Futuro."

CGEE, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2007b. "Semicondutores orgânicos: proposta para uma estratégia brasileira".

CIB (The International Council for Research and Innovation in Building and Construction); UNEP-IETC (United Nations Environment Programme/ International Environmental Technology Centre). 2002. "Agenda 21 for Sustainable Construction in Developing Countries: a discussion document". Pretoria: CSIR Building and Construction Technology.

Correa Neto, Vicente. 2008. Potencial da Cogeração e Planejamento da Expansão do Setor Elétrico. http://www.apta.sp.gov.br/cana/anexos/Position_paper_sessao1_Vicente.pdf (Acessado Março 18, 2008).

CPqD. 2008. "CPqD - Smart Grid." <http://www.cpqd.com.br/1/4052+fatos-especial---smart-grid-smart-grid.html> (Acessado Março 18, 2008).

Da Silva, Ennio Peres. 2007. Hidrogênio e Etanol. <http://www.portalh2.com.br/prtlh2/entrevista.asp?id=12> (Acessado Março 24, 2008).

DOE, U.S. Department of Energy, 2001. "Prime Workshop. A long-term E&P initiative."

DOE, U.S. Department of Energy, 2002. A national vision of America's transition to a hydrogen economy - to 2030 and beyond. United States Department of Energy (DOE) www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/vision_doc.pdf.

DOE, U.S. Department of Energy, 2004. "Roadmap Update II. Natural Gas Infrastructure R&D Delivery Reliability Program."

DOE, U.S. Department of Energy, 2005. "Turbine Program. Enabling Near-Zero Emission Coal-Based Power Generation."

DOE, U.S. Department of Energy, 2006a. "21st Century Truck Partnership. Roadmap and Technical White Papers..".

DOE, U.S. Department of Energy, 2006b. "An Interagency Roadmap for Methane Hydrate Research and Development."

DOE, U.S. Department of Energy, 2006c. "Coal and Power Systems: innovations for existing plants."

DOE, U.S. Department of Energy, 2006d. Multi-year Program Plan 2007-2011. www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/set_myp_2007-2011_proof_2.pdf.

DOE, U.S. Department of Energy, 2006e. Engineering Scoping Study of Thermoelectric Generator Systems for Industrial Waste Heat Recovery. November. http://www1.eere.energy.gov/industry/imf/pdfs/teg_final_report_13.pdf

DOE, U.S. Department of Energy, 2007a. "Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan 2007."

DOE, U.S. Department of Energy, 2007b. "Clean Coal Technology Roadmap." <http://www.netl.doe.gov/coalpower/ccpi/pubs/CCT-Roadmap.pdf>.

DOE, U.S. Department of Energy, 2007c. A Plan for the Integrated Research, Development, and Market Transformation of Solar Energy Technologies. http://www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/pdfs/sai_draft_plan_Feb5_07.pdf (Acessado Fevereiro 22, 2008).

DOE, U.S. Department of Energy, 2007d. DOE Solar Program FY 2006 Annual Report. U.S. Departmento of Energy www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/40342b.pdf.

DOE, U.S. Department of Energy. 2008. Solid-State Lighting Research and Development: Multi-Year Program Plan FY'09-FY'14. http://www.netl.doe.gov/ssl/PDFs/SSLMYPP2008_web.pdf.

Duarte Filho, Adriano. 2006. O Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio. http://www.ifi.unicamp.br/ceneh/WICaC2006/WICaC2006_PDF.html (Acessado Março 21, 2008).

Dunne et alli, M. 2007. Technical Background and Conceptual Design Report 2007. United Kingdom <http://www.hiperlaser.org/docs/tdr/HiPERTDR2.pdf>.

Dutra, Ricardo Marques. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2007. 415 p.

ECOSTAR, European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. 2007. Roadmap Document. International Energy Agency http://ec.europa.eu/energy/res/publications/doc/2007_concertrating_solar_power_en.pdf.

Electricity Storage Association. 2008. "Technologies & Applications". http://www.electricitystorage.org/tech/technologies_technologies.htm (Acessado Março 19, 2008).

Empresa de Pesquisa Energética. 2007a. Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030. Rio de Janeiro: EPE- Empresa de Pesquisa Energética <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>.

Empresa de Pesquisa Energética. 2007b. Balanço Energético Nacional. Rio de Janeiro: EPE- Empresa de Pesquisa Energética.

Energy Information Administration. 2007. EIA-Annual Energy Outlook 2008 (Early Release). <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html> (Acessado Fevereiro 12, 2008).

ESFRI, European Strategy Forum on Research Infrastructures. 2006. European Roadmap for Research Infrastructures: report 2006. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/esfri/docs/esfri-roadmap-report-26092006_en.pdf.

EUEOA - European Union Ocean Energy Association. EU-OEA's response to the European Commission's Green Paper "Towards a future Maritime Policy for the Union : A European vision for the oceans and seas". June 2007. Disponível em: http://ec.europa.eu/maritimeaffairs/contributions_post/400eueoa.pdf. Acessado em 31/05/2008.

EuRenDel, European Energy Delphi, 2004. "Energy related Delphi statements in comparison – Expert responses from earlier foresight surveys sorted by relevant problem fields."

EurEnDel - European Energy Delphi. 2004a. Technology and Social Visions for Europe's Energy Future. a Europe-wide Delphi Study. www.izt.de/pdfs/eurendel/results/eurendel_final.pdf.

European Commission. 2006a. European Fuel Cell and Hydrogen Projects: 2002-2006. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/hydrogen_synopses_en.pdf.

European Commission. 2006b. World Energy Technology Outlook – WETO H2. Brussels: Directorate-General for Research. ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/weto-h2_en.pdf

European Commission. 2007. ITER - Uniting science today global energy tomorrow. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/esfri/docs/esfri-roadmap-report-26092006_en.pdf.

Faria, Nara. Ninguém pode com os LEDs. Revista Lumière, n. 119, ano 10, março 2008. p.83-94.

Fischedieck, M. 2008. Mitigation potential costs of renewable energy systems and costs of transition. Apresentação em reunião IPCC Scoping Meeting, Renewable Energy and Climate Change, Lubeck, Alemanha. 22 janeiro 2008.

Fridleifsson, I.; Bertani, R.; Huenges, E.; Lund, J.; Ragnarsson, A.; Rybach, L. "The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change". In: Proceedings of the IPCC Scope Meeting on Renewable Energy Sources. Lübeck, Germany, 20-25 January 2008. p.59-80.

FURNAS. 2005. "Jirau e Santo Antônio receberão unidades tipo Bulbo." REVISTA FURNAS ANO XXXI N° 318 <http://www.furnas.com.br/arqtrab/ddppg/revistaonline/linhadireta/rf318-bulbo.pdf> (Acessado Março 18, 2008).

Galvão, Ricardo. 2008. Comunicação pessoal: fusão nuclear. Diretor do Centro Brasileiro de Pesquisas Físicas (CBPF), membro do Conselho Internacional de Pesquisa em Fusão e secretário executivo da Rede Nacional de Fusão (RNF) (Acessado Fevereiro 29, 2008).

GERAQUE, EDUARDO. 2008. "Brasil quer virar líder em enterro de gás carbônico." Folha de Sao Paulo.

Goeking, Weruska. 2008. Um mercado em busca de seu lugar ao sol. Revista GTD, Fevereiro.

Gosmann, Hugo Leonardo. 2006. O Roteiro Brasileiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio. http://www.ifi.unicamp.br/ceneh/WICaC2006/WICaC2006_PDF.html (Acessado Março 21, 2008).

Grassl, H. et al. 2003. WBGU Special Report 2003 on Climate Protection Strategies for the 21st Century: Kyoto and beyond. Berlin, Alemanha: German Advisory Council on Global Chance (WBGU) <http://www.wbgu.de/> (Acessado Março 30, 2008).

Greenpeace International, European Renewable Energy Council - EREC. 2007. Global Energy [r]evolution: a Sustainable World Energy Outlook. Greenpeace International and EREC.

Holdren, John. 2006. The Energy Innovation Imperative: Addressing Oil Dependence, Climate Change, and Other 21st Century Energy Challenges. <http://www.mitpressjournals.org/> (Acessado Fevereiro 10, 2008).

Holm-Nielsen, Jens Bo. 2007. The future of biogas in Europe: Visions and targets until 2020. Em Proceedings of the European Biogas Workshop – The Future of Biogas in Europe III,

101-108, University of Southern Denmark, Esbjerg: University of Southern Denmark <http://websrv5.sdu.dk/bio/Probiogas/sub/work07.htm> (Acessado Março 18, 2008).

IAEA, International Atomic Energy Agency, 2007. Nuclear Technology Review. Vienna, Austria.

IEA, International Energy Agency, 2002. Gas Flexibility in natural gas supply and demand. França.

IEA, International Energy Agency, 2004a. Prospects for CO2 capture and storage. França.

IEA, International Energy Agency, 2004b. Security of Gas Supply in Open Markets. LNG and Power at a Turning Point. França.

IEA, International Energy Agency, 2006. Energy Technology Perspectives 2006. Scenarios & Strategies to 2050. . Paris: OECD/IEA.

IEA, International Energy Agency, 2007. Fossil Fuel-Fired Power Generation. Case Studies of recently constructed coal- and gas- fired power plants. França.

IEA, International Energy Agency, 2007a. "IEA Energy Technology Essentials. Nuclear Power..".

IEA, International Energy Agency, 2007b. Key World Energy Statistics. França.

IEA, International Energy Agency, 2007c. Energy Technologies at the Cutting Edge. Paris: OECD/IEA.

IEA, International Energy Agency. 2007d. World Energy Outlook 2007, China and India Insights. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2008. Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios & Strategies to 2050. . Paris: OECD/IEA

IIASA-WEC. 1998. Global Energy Perspectives. <http://www.iiasa.ac.at/> (Acessado Fevereiro 11, 2008).

InterAcademy Council. 2007. Lighting the way: toward a sustainable energy future. <http://www.interacademycouncil.net/>.

Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007. Fourth Assessment Report Climate Change 2007: Synthesis Report, Summary for Policymakers. IPCC.

Khalil, Carlos Nagib. 2006. As tecnologias de produção de biodiesel. Em O futuro da indústria: biodiesel - coletânea de artigos, Ed. José Rincon e Carlos Manuel Pedroso Neves

Cristo, Série Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior – 14, 83-90, Brasília: MDIC-STI/IEL <http://www.biodiesel.gov.br/docs/ofuuturodaindustria%20-%20Biodiesel.pdf>.

Krewitt, Wolfram. 2008. Integration of renewable energy into future energy systems. Apresentação em reunião IPCC Scoping Meeting, Renewable Energy and Climate Change, Lubeck, Alemanha. 22 janeiro 2008.

Lipman, Timothy E.; Edwards, Jennifer L.; Kammen, Daniel M. "Fuel cell system economics: comparing the costs of generating power with stationary and motor vehicle PEM fuel cell systems". Energy Policy, 32 (2004) 101–125.

Macedo, Isaiás de Carvalho, e Luiz Augusto Horta Nogueira. 2005. Biocombustíveis. Brasília: Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica http://www.biodiesel.gov.br/docs/Cadernos_NAE_v.2.pdf (Acessado Março 18, 2008).

Macedo, Isaiás de Carvalho. 2003. Estado da Arte e Tendências das Tecnologias para Energia. Brasília: CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos.

Mashida, Prof. Dr. Munemasa Machida. 2008. Comunicação pessoal: fusão nuclear. Coordenador do Laboratório de Plasmas do Instituto de Física Gleb Whatagin da UNICAMP (Acessado Fevereiro 27, 2008).

Masuda, Mario. 2006. "Aplicação do dispositivo FACTS (Flexible AC Transmission Systems) em...." Escola Politécnica da Universidade de São Paulo <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-08122006-161400/> (Acessado Março 18, 2008).

Mazza, Patrick. 2005. "Climate Solutions extends its grateful appreciation." <http://www.terrawatts.com/smartgrid.pdf> (Acessado Março 18, 2008).

Moehlecke, Adriano; Zanesco, Izete. 2007. Pilot Plant to Develop Cost Effective Photovoltaic Modules. Proceedings of the 22th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Milão. http://www.pucrs.br/cbsolar/pdf/22europeu_pp.pdf

Montalvão, Leonardo Carvalho, de, and Jaime Fernandes, Eiras. 2003. "Estudo comparativo das possibilidades de aproveitamento de gás de hidratos no Brasil.." Anais do 2o PDPETRO.

Moreira, José Roberto. 2008. "Biomass for Energy: uses, present market, potential and costs". In: Proceedings of the IPCC Scope Meeting on Renewable Energy Sources. Lübeck, Germany, 20-25 January 2008.

NIPE. 2005. Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo – Fase 1. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da UNICAMP (NIPE).

NIPE. 2007. Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo – Fase 2. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da UNICAMP (NIPE).

Olivério, José Luiz. 2006. O programa brasileiro de biodiesel na visão da indústria de equipamentos. Em O futuro da indústria: biodiesel - coletânea de artigos, Ed. José Rincon e Carlos Manuel Pedroso Neves Cristo, Série Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior – 14, 105-125, Brasília: MDIC-STI/IEL <http://www.biodiesel.gov.br/docs/ofuuturodaindustria%20-%20Biodiesel.pdf>.

Pinto, Antonio Carlos Capeleiro, Celso César Moreira, Branco, and Wagner Luz, Trindade. 2005. “Demandas Tecnológicas para a Produção de Oleos Pesados e Viscosos no Mar..” Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas.

PNP Etanol, Rede Temática do. 2007. Programa Nacional de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação em Etanol - PNP Etanol 2008-2012. Brasília: Presidência da República - Casa Civil.

Powell, Jane, e Amelia Craighill. 2001. “Information: the key to sustainability in the building sector?” United Kingdom: Centre for Social and Economic Research on the Global Environment, University of East Anglia (UK).

PV Technology Platform. 2007. A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology. Luxemburg: Office for Official Publications of the European Communities.

Ricarte, Eliab. Energia das ondas do mar. Laboratório de Tecnologia Submarina da COPPE/UFRJ. Palestra apresentada no Fórum Internacional Energias Renováveis. Porto Alegre, 2 de junho de 2007. Disponível em: <http://www.slideshare.net/leonelmf/palestra-sobre-gerao-com-ondas-por-eliab-ricarte-frum-de-energias-renovveis-crears/>. Acessado em 31/05/2008.

RICE UNIVERSITY. 2008. “Nanotecnologia de Carbono.” <http://cnst.rice.edu/> (Acessado Março 18, 2008).

Rudervall, R., et al. (2000), “High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems”, Technology Review Paper, Energy Week 2000, Washington, DC, March 7–8, 2000, www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/technology_abb.pdf.

S&C. 2008. “S&C Electric Company – Main Page.” <http://www.sandc.com/> (Acessado Março 18, 2008).

Sauthoff, Ned. 2006. Nuclear Fusion: ITER Project Update: Demonstrating the Scientific and Technological Feasibility of Magnetically-confined Fusion Power. http://fire.pppl.gov/iter_us_sauthoff_eit_020605.pdf.

Schmetz, Edward, 2005. "Coal to Liquid Fuels."

Schock, Robert et al. 2004. Energy End-Use Technologies for the 21st Century: a Report of the World Energy Council. <http://www.iiasa.ac.at/>(Acessado Fevereiro 12, 2008).

Scientific American Brasil. 2007. Abastecendo com hidrogênio. Scientific American Brasil, Maio http://www2.uol.com.br/sciam/reportagens/abastecendo_com_hidrogenio.html (Acessado Março 21, 2008).

SET-Plan, Strategic Energy Technology Plan, 2007. Towards a low carbon future: European Strategic Energy Technology Plan. Bélgica.

Silva, Vanessa Gomes. 2003. "Avaliação da sustentabilidade de edifícios de escritórios brasileiros: diretrizes e base metodológica." Tese (Doutorado), Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Construção Civil.

Soerensen, Hans; Weinstein, Alla. "Ocean energy: position paper for IPCC". In: Proceedings of the IPCC Scope Meeting on Renewable Energy Sources. Lübeck, Germany, 20-25 January 2008. p.93-102.

Sugimoto, Luiz. 2007. Mais energia com o bagaço da cana-de-açúcar. Ethanol Summit 2007. <http://www.ethanolsummit.com/website/br/news/show.asp?nwsCode={8D447A82-6C28-63C0-0F1C-AC699EF1D6A8}> (Acessado Março 18, 2008).

Sun & Wind Energy. 2008. Review, issue 1, p.6. Bielefeld (Germany): BVA Bielefelder Verlag GmbH & Co. KG.

Super Power INC. sd. "Supercondutores." <http://www.superpower-inc.com/index.php?p=13#lts> (Acessado Março 18, 2008).

Tiago Filho, Geraldo L. 2007. "ESTADO DA ARTE DAS PCHs." http://www.metodoeventos.com.br/iipch/downloads/10-10-2007/tarde/prof_thiago.pdf (Acessado Março 18, 2008).

TVA's "Green" Power. sd. "Cancellation of TVA's "Green" Power Regenesys Energy Storage for Columbus Air Force Base." <http://www.mensetmanus.net/windpower/no-green-giant2.shtml> (Acessado Março 23, 2008).

UNIFEI. "Turbina hidrocínética". <http://www.cerpch.unifei.edu.br/menus/02/projetos.htm> (Acessado Março 18, 2008).

VEJA. 2007. "A última fronteira." http://veja.abril.com.br/040407/p_106.shtml (Acessado Março 18, 2008).

Vieira Junior, Nilson Dias. 2008. Comunicação pessoal: fusão nuclear. Pesquisador do Centro de Lasers e Aplicações do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN) (Acessado Fevereiro 29, 2008).

Volpi, G., G. M. Jannuzzi, e R. D. M. Gomes. 2006. A sustainable electricity blueprint for Brazil. Energy for Sustainable Development.

Watanabe, Edson H, Pedro G. Barbosa, Katia C. Almeida, e Glauco N. Taranto. 1998. "Tecnologia Facts – Tutorial." Rio de Janeiro http://www.fee.unicamp.br/revista_sba/vol9/V9p39.pdf (Acessado Março 17, 2008).

WEC, World Energy Council, 2006. Energy Policy Scenarios to 2050. Technological options for Electricity Generation. India.

WEC, World Energy Council, 2007. Survey of Energy Resources.

Worrell, E. ; L. Price and C. Galitsky. 2004. Emerging Energy-Efficient Technologies in Industry: Technology Characterizations for Energy Modeling. Lawrence Berkley National Laboratory.

Zervos, Arthouros. "Status and perspectives of wind energy". In: Proceedings of the IPCC Scope Meeting on Renewable Energy Sources. Lübeck, Germany, 20-25 January 2008. p.103-125.

9. ANEXO

Como etapa intermediária para a construção do Módulo Integrador, foram construídas “matrizes de relevância” para cada tecnologia.

A matriz de relevâncias considerou, no geral, três critérios com pesos diferentes para sua elaboração. A pontuação dos critérios foi considerada de “1” a “3”, sendo “1” para baixa relevância, “2” média e “3” alta. Os pesos foram atribuídos de forma a tornar mais relevante a análise das tecnologias efetuada na Etapa I deste projeto, seguido pela matriz energética para o ano de 2030 e da Matriz de Desafios.

Os critérios para a pontuação foram:

- Tecnologias (P&D): a pontuação considerou as tecnologias mais relevantes da Etapa I
- Matriz energética em 2030: considerou-se “1” a energia primária com pouca participação de mercado em 2030 e a diminuição de sua participação de mercado quando comparado com a matriz atual; “2” quando um dos critérios aumentou e o outro diminuiu; “3” quando ambos aumentaram.
- Matriz de desafios: “1” quando existem poucos desafios a serem suplantados, “2” médio e “3” alto. É importante ressaltar que recursos devem ser providos para medidas mitigadoras dos impactos das tecnologias (identificados nesta matriz de desafios), e que se forem consideradas relevantes (devido às pontuações das tecnologias e matriz), necessitam de P&D para esta finalidade.

No campo “Total”, foi efetuada a soma dos critérios com seus respectivos pesos. Como forma de classificação da relevância para a inserção no módulo integrador (Figura 13), foi calculada a mediana e seus tercís. A mediana encontrada foi o valor 13, sendo o primeiro tercil entre (de 1 e 11) classificado como baixa relevância, o segundo tercil (de 11 e 14) como média relevância, e o terceiro tercil (de 15 a 18) como alta relevância.

ELETRICIDADE, CALOR/FRIO	TECNOLOGIAS (P&D) - Peso 3		MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030 - Peso 2		MATRIZ DE DESAFIOS - Peso 1		TOTAL	
	Elettricidade	Calor e Frio	Elettricidade	Calor e Frio	Elettricidade	Calor e Frio	Elettricidade	Calor e Frio
Petróleo	1	1	1	2	3	3	8	10
Gas Natural	2	2	3	3	2	2	14	14
Carvão	2	1	2	1	3	3	13	8
Nuclear	3		2		2		15	
Hidráulica	1		2		3		10	
Lenha e outras biomassas	3	2	1	2	3	3	14	13
Cana-de-açúcar	3	2	3	2	3	3	18	13
Solar	3	2	2	2	1	1	14	11
Eólica	2		2		1		11	
PCH's	2		2		3		13	
Usos finais: indústria	TECNOLOGIAS (P&D) - Peso 4		MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030 - Peso 2				TOTAL	
	Elettricidade	Calor e Frio	Elettricidade	Calor e Frio			Elettricidade	Calor e Frio
Usos finais: indústria	3	3	2	2			16	16
Usos finais: com. e res.	3	3	3	1			18	14
Usos finais: transporte	3	1	1	3			14	10
Hidrogenio	3	3	2	3			16	18

Figura 14: Matriz de relevâncias para eletricidade, calor e frio

LÍQUIDOS	TECNOLOGIAS (P&D) - Peso 3		MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030 - Peso 2		MATRIZ DE DESAFIOS - Peso 1		TOTAL	
	Derivados de petróleo	Biocombustíveis	Derivados de petróleo	Biocombustíveis	Derivados de petróleo	Biocombustíveis	Derivados de petróleo	Biocombustíveis
Petróleo	2		2		3		13	0
Gas Natural	3		1		2		13	0
Carvão	1		1				5	0
Nuclear							0	0
Hidráulica							0	0
Lenha e outras biomassas		3		2			0	13
Cana-de-açúcar		3		3		3	0	18
Solar							0	0
Eólica							0	0
PCH's							0	0

Figura 15: Matriz de relevâncias para líquidos

GASES	TECNOLOGIAS (P&D) - Peso 3		MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030 - Peso 2		MATRIZ DE DESAFIOS - Peso 1		TOTAL	
	Gas Natural	Hidrogenio	Gas Natural	Hidrogênio	Gas Natural	Hidrogênio	Gas Natural	Hidrogênio
Petróleo							0	0
Gas Natural	1	2	3	1	2	1	11	9
Carvão	3	1	2	1	3	3	16	8
Nuclear		2					0	6
Hidráulica							0	0
Lenha e outras biomassas		3		1		3	0	14
Cana-de-açúcar	-	-	-	-				
Solar		3		1		1	0	12
Eólica		3		1		1	0	12
PCH's							0	0

Figura 16: Matriz de relevâncias para gases

SÓLIDOS	TECNOLOGIAS (P&D)		MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030		MATRIZ DE DESAFIOS		TOTAL	
	Beneficiamento		Beneficiamento		Beneficiamento		Carvão e Nuclear	Renováveis
Petróleo							0	0
Gas Natural							0	0
Carvão							0	0
Nuclear	3		2		2		15	0
Hidroeletricidade							0	0
Lenha e outras biomassas	3		2		3		16	0
Cana-de-açúcar							0	0
Solar							0	0
Eólica							0	0
PCH's							0	0

Figura 17: Matriz de relevâncias para sólidos

TRANSPORTE	TECNOLOGIAS (P&D) - Peso 6		TOTAL	
	Transmissão	Distribuição	Transporte	Distribuição
Elettricidade	3	3	18	18
Calor e Frio			0	0
Derivados de Petróleo	1	1	6	6
Biocombustíveis	2	1	12	6
Gas Natural	3	2	18	12
Hidrogenio	3	3	18	18
Sólidos	3	3	18	18

Figura 18: matriz de relevâncias para transporte