



Estado da arte e tendências tecnológicas para energia

Isaias Carvalho de Macedo

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
Ciência, Tecnologia e Inovação

APRESENTAÇÃO

O presente documento elaborado sob coordenação do Dr. Isaías Macedo faz parte dos trabalhos da Secretaria Técnica do CTEnerg, e do próprio CGEE, de prospecção tecnológica iniciados no final de agosto/2002.

Através deste documento procurou-se consolidar informações esparsas sobre o estágio atual e tendências das principais tecnologias de energia como uma contribuição para o debate sobre as prioridades de interesse para os investimentos do Fundo Setorial de Energia. Nosso maior interesse era reunir em um documento homogêneo e conciso informações sobre o desenvolvimento tecnológico, custos, interesse e limitações para P&D no Brasil e no mundo. O documento do Dr Isaías é uma importante contribuição para o avanço de nosso conhecimento na área e já sinaliza oportunidades de investimentos para P&D em energia que podem ser apreciadas pelos diversos Fundos Setoriais que possuem uma interface com a área energética (CTPetro, CTMineral, CTHidro, CTInfra, Fundo Verde-Amarelo, CT-Transportes, CTAgro-Negócio, CTBiotecnologia), e outros interessados.

A elaboração deste trabalho é um passo inicial para um exercício permanente de prospecção em tecnologia de energia. A velocidade dos avanços tecnológicos e das mudanças nos cenários implica na continuidade das avaliações realizadas. É importante observar ainda que este documento não teve a intenção de ser conclusivo com relação a recomendações e prioridades. Ainda são necessárias maiores informações que estarão sendo levantadas para completar o exercício de prospecção.

Os eventuais comentários e sugestões ao presente documento devem ser encaminhados ao Secretário Técnico do CTEnerg. Ao longo de 2003 estaremos desenvolvendo outras atividades com o propósito de detalhar e priorizar esforços de P&D de interesse para o setor energético.

Janeiro de 2003

Gilberto De Martino Jannuzzi

Secretário Técnico CTEnerg
jannuzzi@cgee.org.br

SUMÁRIO EXECUTIVO

O relatório sobre "Estado da arte e tendências das tecnologias para energia" foi realizado como parte das atividades de prospecção em energia do CGEE e possui dois objetivos principais. O primeiro é o de subsidiar o Comitê Gestor do CT-Energ (e eventualmente de outros Fundos), auxiliando na identificação de prioridades para P&D no setor; e o segundo é o de atender a demanda feita pelo MME como uma das fontes de informação para o Planejamento Energético.

Para auxiliar na identificação de tendências e dos correspondentes grupos de tecnologias de maior interesse no Brasil, visando aprofundar mais a busca de dados nestes casos, são apresentados alguns resumos de cenários futuros para uso de energia (Capítulo 1). São eles: os três cenários principais do IIASA para os próximos cem anos, no mundo, com a visão dos próximos vinte anos; um cenário básico do DoE - EUA, para os próximos vinte anos, considerado pelo EPRI na sua prospecção tecnológica para energia elétrica; os cenários alternativos para o setor de O&G, no Brasil, para dez anos (INT-ANP, Projeto "Tendências"); e um resumo das projeções da Matriz Energética brasileira para dez anos (CNPE).

Este relatório busca apresentar de forma abrangente, mas necessariamente sintética, oportunidades para P&D em energia vistas hoje para os próximos 20 – 30 anos. Para isso, constrói uma concisa base de dados sobre tecnologias para o suprimento de energia elétrica (Capítulo 2), sobre tecnologias para o suprimento de combustíveis (Capítulo 3) e sobre tecnologias de interface e complementares (Capítulo 4). As informações apresentadas compreendem: estágio atual das tecnologias (sua utilização, desenvolvimento, custos, limitações) no mundo; evolução prevista: próximos 20-30 anos (uso, custos, limitações) no mundo; estágio atual no Brasil: especificidades e potenciais no Brasil, uso, custos, nível de desenvolvimento; e, principais ações necessárias em P&D no país para evolução dessas tecnologias.

A elaboração deste trabalho é um passo inicial para um exercício permanente de prospecção em tecnologia de energia. A velocidade dos avanços tecnológicos e das mudanças nos cenários implica na continuidade das avaliações realizadas. É importante observar ainda que este documento não teve a intenção de ser conclusivo com relação a recomendações e prioridades. Ainda são necessárias maiores informações que estarão sendo levantadas para completar o exercício de prospecção.

No entanto, de um modo geral, é possível verificar que existe uma forte tendência mundial em se priorizar desenvolvimento em P&D na direção de tecnologias que contribuem para conferir maior sustentabilidade ambiental, maior qualidade de energia e segurança de fornecimento. No curto prazo, ainda na perspectiva internacional, os maiores desafios na área podem ser identificados

com esforços para P&D e difusão de tecnologias para uso eficiente (e limpo) do carvão e renováveis, disseminação de tecnologias de geração distribuída e armazenamento. Existe uma forte tendência para geração distribuída de eletricidade através do desenvolvimento de micro-turbinas (usando gás natural e outros combustíveis) e células a combustível. Esses sistemas possuem o atrativo de manterem altas taxas de eficiência energética, baixa emissão de poluentes (e de CO₂) e redução de custos de transmissão.

Em particular, este relatório já contém alguns elementos úteis para a identificar áreas de interesse para esforços em P&D, especialmente na área de biomassa energética, onde o país apresenta custos bastante interessantes e competitivos internacionalmente. São analisadas as principais tecnologias de geração, transmissão, distribuição e uso final de energia. Para cada grupo de tecnologias são apresentadas as principais linhas de P&D sugeridas para o país, além de uma avaliação do seu desenvolvimento no país.

A seguir, apresentamos resumidamente as principais informações contidas no relatório.

O carvão mineral é o combustível fóssil mais abundante no país, mas que apresenta dificuldades para competir com outras alternativas seja para geração de eletricidade ou para outros fins térmicos, devido a sua baixa qualidade. Os esforços de P&D em carvão deverão principalmente auxiliar a resolver o problema ambiental e melhorar seu processo de queima e disposição de resíduos de termelétricas.

No caso da energia nuclear, uma proposta é desenvolver até 2010 os conceitos de sistema nucleoeletrônicos mais promissores, mapear as tecnologias mais relevantes e viáveis para o país. A partir disso, deve-se iniciar um programa de P&D de maior prazo para viabilizar a utilização de uma (ou duas) dessas tecnologias escolhidas até 2040. Em paralelo, deve-se ampliar a participação do país em iniciativas internacionais de P&D para desenvolvimento de reatores avançados que possam ser construídos e operados até 2015 de forma a manter a componente nuclear como 3-5% da geração de eletricidade, e viabilizar o desenvolvimento da indústria nacional nuclear, possibilitando a transição entre a tecnologia atual e aquela que deverá estar disponível em 2040.

No Brasil, a importância da hidroeletricidade é significativamente maior que na grande maioria dos países e deverá ser a mais importante fonte de eletricidade no país nas próximas décadas. O desenvolvimento de modelos para previsão de vazão dos reservatórios com base em modelos climáticos e meteorológicos, levando-se em consideração usos múltiplos da água é uma das áreas que merece 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. Para aproveitamentos

hidroelétricos de pequeno porte, através de PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) existem oportunidades para atividades de P&D em áreas como turbinas para baixas quedas e hidrocínéticas, grupos geradores operando com rotação variável e automação na operação de reservatórios. É importante notar que grande parte da engenharia/ projetos conta com profissionais e recursos modernos e várias tecnologias são produzidas no país (fabricantes nacionais e estrangeiros), embora muitas vezes com projetos desenvolvidos no exterior. Há um grande potencial para o desenvolvimento de ferramentas para estudos de inventários de bacias hidrográficas (especialmente nas bacias de médio e pequeno portes) e para re-capacitação (adequação e correção de turbinas e geradores para maior capacidade e eficiência) das usinas mais antigas.

A produção de petróleo nacional deverá atingir níveis de auto-suficiência nos próximos anos, como resultado de significativos investimentos em P&D, prospecção e exploração. Os principais desafios na área de exploração com rebatimentos para P&D consistem em aumentar a confiabilidade da previsão de ocorrência de novos reservatórios e a redução de custos da descoberta de reservatórios e a redução de custos da descoberta de petróleo e gás natural em bacia *onshore* e *offshore*. A possibilidade de discriminação dos diferentes tipos de rochas, e parâmetros como porosidade, permeabilidade e tipo de fluido, auxiliará a redução significativa de custos de exploração e produção. Na predição de novas acumulações de petróleo, os grandes avanços tecnológicos no país continuarão a se concentrar no método sísmico de reflexão, mas utilizando-se novos parâmetros e equipamentos. O emprego de novas tecnologias auxiliará melhor avaliação das jazidas existentes e os investimentos para sua exploração. Dentre essas tecnologias, cabe mencionar as seguintes áreas de interesse: sismologia de poços, geofísica de poços (perfilagem), geofísica – sísmica de reflexão 4-C, imagens por satélite e interpretação sísmica através de tecnologias de realidade virtual. A exploração de petróleo em lâmina de 3.000 m e a recuperação avançada exigirão diversas adequações e inovações tecnológicas importantes que estão apresentadas sinteticamente no documento. Com relação ao refino de petróleo o desenvolvimento tecnológico estará sendo direcionado para maior produção de produtos com maior qualidade, redução de custos, maior valor agregado e observando condicionantes ambientais.

Atualmente o gás natural representa cerca de 3% da energia primária produzida no país, mais de 10 vezes menor que o petróleo. As diretrizes da política energética nacional sinalizam que esse combustível deverá responder por 12% da energia primária em 2010. Há necessidade de tecnologias, equipamentos, produtos e processo relacionados ao uso de gás natural no país, destacando-se: desenvolvimento de tecnologias e processos para auxiliar a agregação de valor a derivados; novos processos de conversão para líquidos (*gas-to-liquids*); transporte, distribuição e armazenamento; metrologia do gás natural; identificação de gargalos tecnológicos para o desenvolvimento do

mercado nacional de gás natural; aumento de eficiência na aplicação (equipamentos de uso final).

O meio ambiente representa um importante *driver* para direcionar o desenvolvimento tecnológico do setor de petróleo e gás, seja no país, como internacionalmente. Áreas como o gerenciamento de riscos, atendimento de acidentes ambientais e recuperação de passivos ambientais, deverão concentrar atividades de P&D.

Os usos de biomassa para fins de geração de energia são interessantes para o país, especialmente na direção de usos finais com maior conteúdo tecnológico como geração de eletricidade, produção de vapor e combustíveis para transporte. O fator mais importante para a redução de custos da energia de biomassa para os usos mencionados e, independentemente da tecnologia empregada, a redução do custo da matéria prima (incluindo os custos de coleta e transporte)– biomassa. Hoje o Brasil possui a melhor tecnologia no mundo para a implantação, manejo e exploração de floresta de eucaliptus, por exemplo. Os custos nacionais são extremamente vantajosos e todo o desenvolvimento nacional na área de papel e celulose oferece condições bastante competitivas para o uso energético de florestas plantadas e o desenvolvimento de tecnologias baseadas em biomassa. O custo da biomassa no país e alta eficiência de sistemas modernos de geração de eletricidade, especialmente através da gaseificação de biomassa e uso do gás em ciclos combinados, justificam maior atenção para o desenvolvimento dessas tecnologias no Brasil. É ainda necessário, no entanto, identificar o consumo da madeira com finalidade energética no país, bem como de resíduos agrícolas com potencial utilização energética. Como áreas de interesse para atividades de P&D em biomassa podem ser relacionadas:

a) o desenvolvimento de processos mais eficientes para uso de madeira como energético no setor residencial,

b) a recuperação dos produtos gasosos condensáveis na carbonização da madeira,

c) melhorias de técnicas para a implementação e manejo de florestas energéticas em áreas marginais à agricultura para alimentos e de outras biomassas como a própria cana de açúcar, incluindo o melhoramento da produção da matéria prima (melhoramento genético, agronomia, equipamentos, etc),

d) desenvolvimento de projetos de demonstração de gaseificadores de pequeno porte (até 1 MW) verificando eficiências, custos, impactos ambientais, desempenho e condições de operação em regiões isoladas do país,

e) acompanhamento das atividades de demonstração no exterior com gaseificadores de grande porte (maior que 10 MW) e implementar um ou dois projetos de demonstração no país,

f) desenvolver estudos da gaseificação de biomassa no país,

g) para tecnologias já comerciais (co-geração, queima direta nos setores de papel e celulose e cana de açúcar) analisar o uso de combustíveis complementares.

O carvão vegetal tem sido uma componente importante da matriz energética nacional, sendo grande parte de seu consumo realizado na indústria de ferro e aço. O desenvolvimento tecnológico deverá ser feito na direção de identificar melhores processos de carvoejamento, com maiores eficiências e menores custos, além de busca de processos para utilização integral dos subprodutos (alcatrão e gases).

O etanol da cana de açúcar representa um caso de sucesso tecnológico para o país. A indústria da cana mantém o maior sistema de energia comercial de biomassa no mundo através da produção de etanol e do uso quase total de bagaço para geração de eletricidade. As necessidades de desenvolvimento tecnológico estão bem mapeadas pelo setor e compreendem as áreas: melhoramento genético da cana, produção (agronomia e engenharia agrícola), processamento industrial e ampliação do mercado de usos de etanol no país. Existem oportunidades de desenvolvimentos para a produção de etanol por hidrólise de material lignocelulósicos no país, utilizando a hidrólise ácida e a enzimática. A evolução dessas tecnologias estará brevemente em fase de testes através de projetos pioneiros nos próximos anos. Os programas de pesquisa nos EUA visam reduzir substancialmente o custo das enzimas até 2005, mas reconhecidamente o maior peso é o custo da biomassa, onde o Brasil possui uma vantagem extraordinária. Já existem diversos grupos dispersos no país trabalhando no desenvolvimento das tecnologias (ácida, enzimática, solvente orgânico) e seria recomendável a elaboração de um programa coordenando essas atividades, tendo em vista o potencial de matéria prima a baixo custo no país.

O uso de óleos vegetais em motores diesel (bio-diesel) tem sido testado desde o surgimento desse tipo de motor no século 19. No Brasil houve uma série de desenvolvimentos e testes durante as décadas de 70 e 80 em várias instituições de pesquisa. Em 2002 houve a iniciativa de elaboração do programa Probiodiesel pelo MCT, que prevê o desenvolvimento tecnológico em quatro áreas: especificações técnicas, qualidade e aspectos legais; viabilidade sócio-ambiental e competitividade técnica; e viabilidade econômica. Há uma necessidade de forte atuação no desenvolvimento tecnológico para redução de custos da matéria prima e dos processos de produção do bio-diesel.

A tecnologia de produção de metanol a partir de biomassa evoluiu muito nos últimos anos, apresentando maior eficiência de conversão e menores custos, mas o conceito de integração completa da gaseificação, limpeza do gás e síntese do metanol não é ainda comercial. Para o Brasil, é recomendável

aprofundar os a investigação em processos de gaseificação, para produção e eletricidade ou metanol.

A produção de biogás, com formação/adaptação adequada de aterros sanitários, está sendo promovida em larga escala inclusive para evitar a emissão de metano (estimada hoje em 20-60 milhões t/ano, no mundo). As tecnologias envolvem a preparação do aterro, coleta e tratamento do gás, limpeza do efluente, e o uso energético do gás (diretamente como gás de poder calorífico médio, ou transportado em gasodutos). Das tecnologias em discussão para aproveitamento energético de aterros sanitários, a incineração e o uso do biogás são comprovadas, comerciais e sua utilização no país implicaria na transferência de alguns itens ainda não dominados no país (como as fornalhas de incineração), incluindo também o processo de compostagem sólida. Os usos de biogás também deverão ser beneficiados com o desenvolvimento de micro-turbinas a gás. O Brasil necessita maior desenvolvimento em processos de incineração de lixo urbano, avaliar os resíduos de metais pesados na tecnologia de compostagem sólida, e acompanhar a evolução da tecnologia para “celulignina” especificamente para o lixo. Há uma tecnologia em fase de desenvolvimento no Brasil, para uso com biomassa em geral, que se propõe para processar a fração orgânica do lixo; essencialmente, é uma pré-hidrólise ácida “leve”, hidrolisando a hemicelulose (destinada a produção de furfural) e deixando a mistura celulose/lignina para compactação e uso como combustível. Patenteada em 1999, está em fase de testes em piloto de 1m³.

A geração de energia através da conversão fotovoltaica tem sido preferível à alternativa via térmica. A sua modularidade, favorecendo sistemas distribuídos já demonstra aplicações importantes para regiões isoladas e poderá ser crescentemente importante para aplicações de maior porte em 10-20 anos interconectadas à rede elétrica. O silício é o material predominantemente utilizado em sistemas fotovoltaicos no mundo e o país possui 90% das reservas mundiais economicamente aproveitáveis. É importante para o Brasil desenvolver uma estratégia de P&D para essa área visando:

a) analisar as necessidades tecnológicas e viabilidade econômica para a produção de silício de grau solar (a indústria de painéis fotovoltaicos utiliza restos de silício de “grau eletrônico”, mais caro) no país,

b) apoiar o desenvolvimento de células e painéis solares no país a partir de silício de “grau solar”,

c) desenvolvimento e produção de componentes/ sistemas eletrônicos, conversores, inversores para painéis fotovoltaicos,

d) desenvolvimento de mecanismos regulatórios e tarifários para incentivar a criação de um mercado para essa tecnologia (como é feito em diversos países),

e) criação de normas técnicas e padrões de qualidade.

Muito embora a energia solar termelétrica não tenha tido grandes aplicações, é recomendável manter estudos sobretudo em tecnologias mais promissoras em início de operação na Europa e nos EUA, focalizando materiais (óticos, fluidos de trabalho), sistemas de rastreamento, sistemas de armazenagem térmica e melhoria de aquisição de dados solarimétricos (radiação direta, séries temporais especialmente) para regiões de maior potencial.

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. O Brasil possui cerca de 1,5 milhão de m² de coletores solares em 2001. Esse setor possui grande potencial para expansão no país e os principais desenvolvimentos deverão se feitos compreendendo as seguintes áreas:

- 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.

A energia eólica apresenta um panorama bastante diferente da energia solar, já possuindo maturidade tecnológica e escala de produção industrial. Isso foi resultado de significativos investimentos em P&D e uma política de criação de mercado através de políticas de incentivos em vários países, especialmente na Alemanha, Dinamarca, EUA, e mais recentemente na Espanha, entre outros. Hoje essa tecnologia está prestes a ser tornar economicamente viável para competir com as fontes tradicionais de geração de eletricidade, além de um existir um grande potencial eólico a ser explorado em diversos países. Existem oportunidades de melhoramentos tecnológicos bem identificados internacionalmente que deverão levar ainda a reduções de custo e permitem estabelecer metas bastante ambiciosas para instalação de sistemas de geração nos próximos 30 anos. No Brasil a capacidade instalada é de 22 MW com a participação de diversos grupos nacionais de universidades e grupos

estrangeiros, especialmente da Alemanha e Dinamarca. Já existe inclusive a produção de turbinas eólicas no país. As áreas identificadas para um programa de P&D em energia eólica são: a) o desenvolvimento de máquinas para situações específicas no Brasil, observando o regime de ventos e melhoria de eficiências, b) consolidação de dados de potencial eólico, c) integração de parques eólicos ao sistema interligado.

Nas áreas de transmissão e distribuição de energia elétrica, a tendência é que haja um aumento na complexibilidade do gerenciamento, principalmente como resultado do avanço das demandas de "economia digital" (qualidade, confiabilidade e precisão), da entrada em larga escala de geração distribuída "moderna" e auto-geração e da saturação dos sistemas de transmissão e distribuição existentes.

No Brasil, a implementação de "novos sistemas" tem sido de certa forma atrasada em parte por falta de definição dos papéis dos setores público/privado e dono/operador e, além disso, há o agravante de sermos fortemente dependentes dos avanços tecnológicos do exterior. Portanto, é muito importante que se estabeleça uma forte interação do setor produtivo com setores nacionais capacitados para P&D no desenvolvimento de programas de interesse nacional.

Cumprir lembrar que alguns esforços para o desenvolvimento de tecnologias nacionais vem sendo feitos pela ONS e UFSC (dispositivos para monitoramento de linhas visando aumento de capacidade), pela UFJF (estudos com FACTS) e por algumas outras universidades.

Para os próximos dez anos, as tecnologias que deverão impor-se são as mesmas do mercado internacional, tais como: materiais com melhor condutividade; compactação de componentes da rede; segurança no uso final de eletricidade e dispositivos de armazenamento mais eficientes. Não obstante, no futuro, com a economia digital, será exigida maior flexibilidade da transmissão/distribuição o que implicará no desenvolvimento de tecnologias de Corrente Contínua, eletrônica de potência, materiais poliméricos, além de controles com FACTS, sistemas de proteção de equipamentos e redes de informação distribuída.

Ainda na área de transmissão e distribuição de energia, é muito importante considerar os sistemas isolados, onde o desenvolvimento deve ser empreendido usando tecnologias de geração distribuída, com ênfase em sistemas com potência entre 1kW e 15MW, empregando tecnologias de geração com pequenas turbinas a gás, geração com motores de combustão interna, geração com células a combustível, geração com PCH's, geração eólica, geração solar fotovoltaica e geração híbrida (PV ou turbinas a gás mais células a combustível e outros motores).

Tecnologias para armazenamento de energia estão merecendo interesse crescente. Começam a surgir "nichos" de mercado para várias escalas de

armazenamento decorrentes da des-regulamentação do setor de eletricidade (por exemplo, sistemas de armazenamento para larga escala, deslocando carga diurna através de bombeamento de água ou ar comprimido). Os sistemas em desenvolvimento (ou já comercialmente disponíveis) incluem baterias, ar comprimido, bombeamento de água, sistemas cinéticos (volantes), magneto-condutor, ultracapacitores e geração/armazenamento de hidrogênio. Há grandes expectativas para ar comprimido (CAES) para 3-10 horas com capacidade de 25-300 MW, com tecnologia já desenvolvida e alguns sistemas em uso no exterior.

O uso do hidrogênio como vetor energético tem sido crescentemente estudado e existe já um razoável consenso sobre suas vantagens em sistemas de energia do futuro. A visão é de uma grande complementaridade entre o sistema elétrico e hidrogênio, mas ainda é difícil prever ainda as formas de transporte e armazenamento a serem adotadas. Isso implica em desenvolver sistemas capazes de produzir hidrogênio competitivos e em escalas compatíveis com as opções de geração de energia elétrica no futuro. O hidrogênio pode ser produzido de diversas formas, a partir da eletricidade (eletrólise), por energia solar (conversão fotoquímica), por produção biológica, pela gasificação de biomassa ou no futuro, produção termoquímica, incluindo a pirólise a plasma. O uso ideal para energia elétrica seria através de célula a combustível (não combustão direta). Possivelmente as aplicações referentes à geração estacionária serão o primeiro mercado para hidrogênio. Atualmente é realizado um grande investimento para usos de hidrogênio no setor de transportes, porém não se espera, além de algumas aplicações iniciais, impactos significativos do uso de hidrogênio no período 2000-2020. No caso do Brasil (e de alguns outros países) um dos enfoques para a produção é o uso de fontes renováveis (eólica; solar; excedentes de energia hídrica). Evidentemente isto passa pela competitividade destas alternativas. O uso futuro do hidrogênio em larga escala dependerá também do estabelecimento de uma infra-estrutura adequada, e aqui a escala de produção/uso é essencial. Esta infra-estrutura, assim como toda a área de geração, deverá contar com um trabalho essencial no estabelecimento de normas e padrões de segurança.

A tecnologia de células a combustível tem despertado muito interesse recentemente e recebido grandes investimentos internacionais, tanto para aplicações móveis como estacionárias. O Brasil já possui um plano de P&D específico para essa área, o Programa Brasileiro de Sistemas a Célula a Combustível, que identifica grupos de pesquisas e sugere um trabalho em rede. As seguintes linhas de P&D são apontadas como prioritárias:

- Desenvolvimento de células a combustível do tipo PEM, óxido sólido e PEM-etanol
- Combustíveis: eletrólise, reforma (gás natural, etanol, GLP); produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis; tecnologias para armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio;

- Integração de sistemas: engenharia, eletrônica de potência, integração de componentes, integração à rede de eletricidade.

O Programa Brasileiro de Sistemas a Células a Combustível sugere uma meta de atingir 50 MW de potência instalada até 2010.

O setor de usos finais de energia apresenta grande diversidade tecnológica e grande potencial de introdução de alternativas e modificações. Estão incluídas aqui modificações no comportamento dos usuários de energia (ou instituições), implantação de melhores sistemas de gestão de energia, além de desenvolvimento e difusão de tecnologias mais eficientes. O Brasil ainda não possui uma estimativa do potencial econômico de introdução de tecnologias eficientes. Essa deve ser a primeira iniciativa para auxiliar na definição de prioridades para o desenvolvimento tecnológico relacionado com os diversos usos finais.

Projetos considerados relevantes para investimentos em P&D em usos finais (eletricidade e combustíveis) são:

- Metodologias para ajuste diário do planejamento para contratação de energia, para os diversos segmentos do mercado
- Avaliação do potencial econômico de eficiência por segmento do mercado, e identificação de programas prioritários de P&D para eficiência no uso final
- Melhoria dos critérios de avaliação dos programas de eficiência energética (Lei 9991-2000)
- Intensificar os esforços para as tecnologias de co-geração, com aumento da geração distribuída, em particular para sistemas de uso de gás natural (calor, frio, eletricidade).

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Cenários: o suprimento de energia até 2020, no mundo	2
1.1.1 IIASA-WEC: Cenários para 2000-2100 (2)	2
1.1.2 Um cenário “básico” (DoE, EUA) para os próximos vinte anos	4
1.2 A Matriz Energética brasileira: projeções para 2010 e 2020.....	5
2 TECNOLOGIAS PARA O SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - PERSPECTIVAS NO MUNDO E NO BRASIL, 2020 E 2030; TECNOLOGIAS, CUSTOS, LIMITAÇÕES.....	9
2.1 Energia fóssil	9
2.1.1 Tecnologias para geração com gás natural	10
2.1.2 Tecnologias para geração com carvão.....	11
2.1.2.1 Carvão mineral no Brasil	13
2.2 Energia nuclear.....	14
2.3 Energia renovável.....	16
2.3.1 Energia hidráulica.....	16
2.3.1.1 Pequenas centrais hidrelétricas	18
2.3.2 Biomassa	19
2.3.2.1 Florestas plantadas e nativas no Brasil: tecnologia e custos	20
2.3.2.2 Tecnologias de conversão para eletricidade	21
2.3.2.3 Tecnologias para conversão de biomassa para eletricidade no Brasil	23
2.3.2.4 Gasificação.....	24
2.3.2.5 Desenvolvimento tecnológico: linhas principais	25
2.3.3 Energia solar fotovoltaica e termo-elétrica	25
2.3.3.1 Energia fotovoltaica no Brasil	28
2.3.3.2 Energia solar termelétrica no Brasil	28
2.3.4 Energia eólica	29
2.3.4.1 Tecnologia no Brasil	30
2.3.5 Energia Geotérmica	31
2.3.6 Energia de ondas.....	32
3 TECNOLOGIAS PARA O SUPRIMENTO DE COMBUSTÍVEIS (TRANSPORTE O CALOR) - PERSPECTIVAS NO MUNDO E NO BRASIL.....	33
3.1 Energia fóssil (petróleo; gás natural; carvão)	33
3.1.1 Óleo e Gás Natural.....	34
3.1.1.1 Retrospectiva: o setor de O&G no mundo e no Brasil, década de 90 (57; 99)	34
3.1.1.2 Cenários para O&G para mundo (57).....	35
3.1.1.3 Cenários para O&G no Brasil (10 anos).....	35
3.1.1.4 Tendências, desafios tecnológicos e principais tecnologias a serem consideradas no setor, para o Brasil (99)	37
3.1.2 Carvão	45
3.2 Energia renovável.....	45
3.2.1 Biomassa	45
3.2.1.1 Carvão Vegetal	45
3.2.1.2 Etanol da cana de açúcar.....	46
3.2.1.3 Custos de produção.....	47
3.2.1.4 Desenvolvimento tecnológico.....	48
3.2.1.5 Produção de etanol por hidrólise de lignocelulósicos	50
3.2.1.6 Tecnologias no Brasil	51
3.2.1.7 Biodiesel.....	52
3.2.1.8 Situação da tecnologia no Brasil.....	53
3.2.1.9 Custos	53
3.2.1.10 Desenvolvimento esperado	54
3.2.1.11 Metanol de biomassa	54
3.2.1.12 Resíduos sólidos urbanos.....	55

3.2.1.13	A situação no Brasil	56
3.2.2	Energia Solar: aquecimento a baixas temperaturas.....	57
3.2.2.1	Uso e tecnologia no Brasil.....	58
4	TECNOLOGIAS DE INTERFACE E COMPLEMENTARES.....	59
4.1	Transmissão / distribuição de energia elétrica.....	59
4.1.1.1	O sistema de transmissão no Brasil	61
4.2	Geração Distribuída de energia elétrica.....	62
4.2.1	Pequenas turbinas a Gás (1-25 MW).....	62
4.2.2	Células a combustível	62
4.3	Armazenamento de energia	65
4.4	Hidrogênio como vetor energético	65
4.5	Conservação – Uso final	67
5	REFERENCIAS.....	70

1. Introdução

O trabalho de prospecção em energia, em realização pelo CGEE, objetiva principalmente:

1. Subsidiar o Comitê Gestor do CT-Energ (e eventualmente de outros Fundos) na identificação de prioridades para P&D no setor;
2. Atender a demanda do MME, como uma das fontes de informação para o Planejamento Energético.

A metodologia adotada foi:

1. Considerar os tópicos pertinentes identificados e avaliados no Projeto Prospectar, com condicionantes e cenários relevantes para o planejamento
2. Preparar simultaneamente uma concisa base de dados sobre tecnologias energéticas (geração, conversão, transmissão, armazenamento), compreendendo:
 - Estágio atual (uso, desenvolvimento, custos, limitações) no mundo;
 - Evolução prevista: próximos 20-30 anos (uso, custos, limitações) no mundo;
 - Estágio atual no Brasil: especificidades e potenciais no Brasil, uso, custos, nível de desenvolvimento;
 - Principais ações necessárias em P&D no Brasil para evolução desta tecnologia.
3. Reunir estas informações (1. e 2.) formando uma base de dados para a prospecção a ser iniciada em seguida, visando a recomendação de prioridades em P&D.

Este relatório refere-se ao item 2. (base de dados sobre tecnologias).

Busca-se apresentar de forma abrangente, mas necessariamente concisa, oportunidades para P&D vistas hoje para os próximos 20 – 30 anos. O objetivo final é que o esforço de desenvolvimento leve a uma robusta carteira de tecnologias que possam suprir energia de forma confiável, a custos aceitáveis, e com flexibilidade para atender – de modo sustentável – a demanda do mercado.

O relatório traz informações sobre a posição das tecnologias; não há relação precisa entre o volume de informações, em uma certa área, e a “importância” desta área (seja pelo volume de produção real ou potencial, seja pela necessidade de P&D). Esta priorização será parte dos trabalhos futuros.

Para auxiliar na identificação de tendências e dos correspondentes grupos de tecnologias de maior interesse no Brasil, visando aprofundar mais a busca de

dados nestes casos, alguns resumos de cenários para uso de energia são apresentados. São eles: os três cenários principais do IASA para os próximos cem anos, no mundo, com a visão dos próximos vinte anos; um cenário básico do DoE, EUA, para os próximos vinte anos, considerado pelo EPRI na sua prospecção tecnológica para energia elétrica; os cenários alternativos para o setor de O&G, no Brasil, para dez anos (INT-ANP, Projeto “Tendências”); e um resumo das projeções da Matriz Energética brasileira para dez anos (CNPE).

Um estudo paralelo a este analisa as capacidades existentes no país para suportar programas de P&D nas áreas de tecnologia energética; busca-se avaliar principalmente os grupos constituídos, e sua capacidade para planejar e conduzir projetos adequados.

A definição de prioridades em P&D só deverá ser feita formalmente na seqüência dos trabalhos (reunindo a conclusão do Prospectar; definindo alguns cenários/condicionantes coerentes e, se for o caso, usando metodologia tipo Delphi, com um conjunto de especialistas, a partir da análise destes relatórios).

A elaboração deste trabalho é um passo inicial para um exercício permanente de prospecção em tecnologia de energia. A velocidade dos avanços tecnológicos e das mudanças nos cenários implica na continuidade das avaliações com possíveis melhoramentos nas metodologias.

1.1 Cenários: o suprimento de energia até 2020, no mundo

Esta apresentação de cenários pretende apenas servir como indicador na seleção de tecnologias, mesmo neste estudo preliminar. Com todas as limitações da prospecção de “longo prazo” (maior que 20 anos) para energia, em qualquer das metodologias mais usadas (3), ela é muito útil para indicar caminhos (freqüentemente, mostrando as conseqüências de ações ou omissões). O uso de cenários é particularmente interessante por explicitar claramente as hipóteses.

1.1.1 IASA-WEC: Cenários para 2000-2100 (2)

Dos cenários de crescimento elaborados pelo IASA-WEC para o século 21 é interessante para este estudo ver as variações nos consumos de energia (primária e elétrica) e emissões de CO₂ até 2030, nas diversas hipóteses. Isto seria útil para balizar os limites, para o Brasil, considerando as suas especificidades.

De modo muito “agregado”, os seis cenários IASA-WEC representam:

Cenário A: grande desenvolvimento tecnológico e crescimento econômico, no mundo; **A1** com abundância de petróleo e gás natural, **A2** limitando as reservas de óleo e gás às atuais (e aumentando muito o uso de carvão), e **A3** com domínio de energia nuclear e renovável, eliminando os fósseis até 2100.

Cenário B: Avanços tecnológicos e crescimento econômico mais moderados; desigual nos países menos desenvolvidos.

Cenário C: Dominado por restrições ecológicas, conservação e uso eficiente de energia, com grande avanço tecnológico e econômico; **C1** muito mais dependente de novos reatores nucleares (seguros), e **C2** de energia renovável

Somente os cenários **A3**, **C1** e **C2** podem promover uma transição para um “desenvolvimento sustentável”, entendido como o desenvolvimento com baixo impacto ambiental (local e global) e com distribuição eqüitativa de recursos e riqueza. O **Cenário B** representa aproximadamente a permanência das condições e tendências atuais, mas com desenvolvimento tecnológico e econômico moderado; não levaria à sustentabilidade.

A discussão detalhada dos cenários e resultados (2; 4), os indicadores de sustentabilidade, variações temporais e regionais são importantes para localizar e explorar as condições específicas do Brasil, no planejamento.

Dentro desta enorme variação de opções, nota-se da Tabela 1 a seguir, que até 2030, dentro do mesmo grupo de cenários, não haveria diferenças sensíveis nos consumos energéticos, (apenas nas emissões de CO₂). O crescimento na energia elétrica (77 a 96% nos 3 grupos) é sempre maior que o na energia primária (13 a 76%).

Tabela 1. Cenários IIASA-WEC

	Cenários A		Cenário B		Cenários C	
	2000	2030	2000	2030	2000	2030
Energia Primária (10 ¹² Btu)	400	740	400	620	390	440
Energia Elétrica (10 ³ TWh)	15	28	14	23,5	13	18
Emissão líquida de CO ₂ (10 ³ Mt carbono)	6,8(A3) 7,1(A2)	8,7(A3) 11,7(A2)	6,3	8,7	6	6

A análise dos cenários sob pontos de vista regionais pode levar a impressões muito diferentes; por exemplo, o EPRI (14) considera que o seu conjunto de opções tecnológicas para o suprimento de energia não suportaria o cenário C1 (as renováveis não conseguiriam atingir o custo e disponibilidade suficientes, no período em questão). Evidentemente, isto depende do esforço relativo empregado no desenvolvimento, e na busca da conservação/eficiência energética.

1.1.2 Um cenário “básico” (DoE, EUA) para os próximos vinte anos

As demandas globais de energia (total e elétrica) devem crescer 78% e 92%, respectivamente entre 1996 e 2020 (previsão do cenário básico), (1). O investimento global necessário para o suprimento de energia será de US\$ 400 – 600 bilhões/ano entre 1990 – 2020. Este investimento será feito em um conjunto de tecnologias - fóssil, renovável, nuclear – muito diversificado; hoje três quartos do total são de origem fóssil, e estes serão ainda os principais até 2020.

Dos aumentos em energia global e elétrica até 2020, apenas 9 e 12%, respectivamente, ocorrerão nos EUA; a grande maioria virá de países em desenvolvimento. A produção de petróleo deverá crescer de 72 para 116 milhões barris por dia (2), mas cairá nos EUA, levando a maior dependência de óleo do Golfo. Os riscos associados ao suprimento e aos impactos no meio ambiente farão crescer o interesse em combustíveis “limpos” (de biomassa, ou gás natural).

Gás natural é a fonte fóssil mais promissora (maior capacidade de expansão, mais “limpa”) mas apresenta globalmente uma distribuição espacial não-homogênea; serão necessários grandes investimentos em infra-estrutura (transporte) e acordos internacionais complexos. Aumentar a geração distribuída (fontes “não-convencionais” de gás natural) demanda novas tecnologias.

O avanço no uso de energia nuclear continuará a ser limitado pelas implicações na segurança (não se imagina nenhum investimento em geração nos EUA, por exemplo); mas tecnologias mais seguras continuarão a serem buscadas. O uso comercial aumentará principalmente na Ásia.

Energias renováveis deverão suprir uma fração crescente da demanda, inicialmente fora dos EUA (como os mercados fotovoltaico e eólico, hoje) e o seu crescimento mundial (incluindo biomassa) será fortalecido por considerações ambientais e de segurança no suprimento.

De um modo geral, o crescimento econômico e a proteção ao meio ambiente serão os principais motivadores de mudanças/crescimento no setor energético; um fato que aparece com grande importância, manter a concentração de Carbono na atmosfera, por exemplo, em 550 ppm, exigirá que grande parte da “nova” geração seja livre de Carbono, e que haja um forte aumento na eficiência de uso de combustíveis fósseis. Embora o caminho até 2020 seja essencialmente evolucionário (GN e Carvão), a partir daí a participação de novas tecnologias deverá crescer significativamente.

Sustentabilidade será o conceito mais utilizado nestas mudanças; a sugestão (1) é que sejam buscados aumentos de produtividade e redução de emissões de 2% ao ano, globalmente, em todas as áreas. Isto já exigiria um grande esforço de inovação e difusão tecnológica. Por exemplo, na área de energia elétrica os maiores desafios (globais) a curto prazo são: o uso mais eficiente de carvão e a disseminação de geração distribuída e armazenamento.

1.2 A Matriz Energética brasileira: projeções para 2010 e 2020

No final de 1999 as reservas medidas de petróleo, LGN e GN atingiram $9,81 \times 10^9$ bep, e os totais (medidas, indicadas e inferidas) $17,1 \times 10^9$ bep. As reservas medidas de petróleo correspondiam a 20 anos da produção (1999), e no ano a dependência externa (petróleo e derivados) foi de 34,6% (5).

Comparando as avaliações mais recentes, final de 2001 (7) temos:

Tabela 2. Matriz energética Brasileira - 2001

	Totais	Medidas, Indicadas e Inventariadas (mil Mtep)
Petróleo	$2,06 \cdot 10^9 \text{ m}^3$	1,17
GN	$0,36 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$	0,21
Óleo de Xisto	$9,80 \cdot 10^9 \text{ m}^3$	0,38
Gás de xisto	$2,50 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$	0,10
Carvão Mineral	$32,40 \cdot 10^9 \text{ t}$	2,56
Hidráulica	143,40 GW.ano	0,24 / ano
Nuclear	$0,31 \cdot 10^6 \text{ t}$	1,24
Turfa	$487 \cdot 10^6 \text{ t}$	0,04

Das reservas provadas de petróleo 88% estão no mar; assim como 65% das reservas provadas de gás natural (6).

A oferta interna de energia em 1999 (5) foi de 183 Mtep (com a energia elétrica computada pelo equivalente “calórico”, 1 Kwh = 860 kcal; pela equivalência “térmica”, foi de 253 Mtep), distribuída do seguinte modo:

Tabela 3. Oferta interna de energia - Brasil - 1999

Energia não-renovável (%)	58,4
Petróleo e Derivados	46,7
GN	4,1
Carvão Mineral e Derivados	6,9
Urânio e Derivados	0,7
Energia Renovável (%)	41,6
Hidráulica e Eletricidade	14,6
Lenha e Carvão Vegetal	11,6
Derivados da Cana de Açúcar	13,4
Outras fontes primárias	2,0

Usos não energéticos (petróleo, GN, etanol, alcatrão) atingiram 6%.

A dependência externa de energia foi de 21% (total), sendo em petróleo 34,6%, em carvão metalúrgico 99,5% e em eletricidade 10,7%.

Concluída em Agosto 2002, uma análise feita por um comitê do CNPE (6) traz resultados sobre projeções da matriz energética brasileira para 2005, 2010 e 2020. As premissas básicas foram:

Tabela 4. Taxas de crescimento projetadas

Período	PIB (%)	População (%)
2001-06	4,6	1,3
2006-10	4,8	1,2
2011-20	5,1	1,0

As taxas foram estimadas setorialmente e compostas (para o PIB) estimadas separadamente, urbana e rural (para a população).

Hipóteses fundamentais para a previsão das demandas de energia foram feitas, com relação a:

- Crescimento do consumo do GN industrial (substituindo óleo pesado)
- Incremento nas eficiências energéticas em equipamentos (uso final)
- Aumento na posse de equipamentos no setor doméstico

Isto levou a coeficientes setoriais de “intensidade energética”, e daí à evolução da Oferta Bruta Interna de Energia (total e por fonte) até 2020 (a OIB considera produção doméstica de energia primária, importação e exportação, variação em estoques, e energia não aproveitada).

Tabela 5. Valores finais totais (“equivalente térmico” da energia elétrica)

Ano	2000	2005	2010	2020
Mtep	260	300	396	617

O crescimento da OIB no período (2000-2020) seria de 4,4 % ao ano.

A evolução da OIB por fonte (aqui, com o equivalente calórico) seria em termos de participação na energia total:

Tabela 6. Evolução da Oferta Interna Bruta - OIB

	2000 (%)	2020 (%)
Petróleo	47	42
Hidráulica-Eletricidade	14	15
GN	5	16
Cana/Derivados	12	8
Carvão Mineral/Derivados	7	8
Urânio	1	1
Outras Fontes Primárias	2	3
Lenha / Carvão Vegetal	11	7

É importante notar que as participações de algumas fontes renováveis, até de grande expressão, foram “projetadas” a partir dos resultados recentes (não foram de fato consideradas oportunidades/desenvolvimentos importantes). Isto foi corrigido no caso de energia eólica, mas será adequado rever as projeções para biomassa (etanol, madeira).

A população em 2020 seria de 210 milhões; a relação OIB/PIB fica praticamente constante, mas o uso final de energia per capita dobra (1,4 para 2,8 tep/hab.ano).

A dependência de energia importada em 2020 (%) é praticamente igual à de 2000 (cai até 2015, e volta a subir); não é atingida a auto-suficiência em petróleo (28% em 2000; 5% em 2010, e 13% em 2020).

A evolução da capacidade instalada em energia elétrica nos 20 anos é de 5,3 % ao ano (média), atingindo 190 GW em geração centralizadamente

despachada em 2020; destas, 78% de origem hídrica, 15% GN, 2% (cada) eólica, nuclear e carvão; e 1% (cada) em diesel e óleo combustível. Adicionalmente, haveria 15,5 GW em auto-produção (49% hídricos, 17% outras fontes, 11% GN; 9% bagaço).

Dois cenários adicionais foram usados para avaliar a sensibilidade às variações macro-economia:

Tabela 7. Sensibilidade de Cenários

	PIB 00-05 (%)	PIB 05-10 (%)	PIB 10-20 (%)	OIB, 2020 (Mtep)
Cenário de referência	4,6	4,8	5,1	617
Cenário "revisado"	3,5	4,8	5,1	581
Cenário alternativo	3,5	3,5	3,5	471

Esta descrição breve é apenas um indicador dos valores principais como referência, para situar a ordem de grandeza de potenciais das diversas fontes e a importância relativa de tecnologias correspondentes (8).

O grupo de estudos que desenvolveu o trabalho para a CNPE recomendou:

- Manter estudos permanentes para simulação/projeções da matriz energética;
- Organizar um conjunto de especialistas para discutir as premissas básicas e hipóteses;
- Analisar resultados de simulações de políticas públicas, nos cenários correspondentes.

2 Tecnologias para o suprimento de energia elétrica - Perspectivas no mundo e no Brasil, 2020 e 2030; tecnologias, custos, limitações

2.1 Energia fóssil

Hoje carvão gera 37,5% da energia elétrica mundial; gás natural (14,6%) óleo (10%) nuclear (17,7%) e hidráulica (18,9%) completam a geração.

Uma tendência observada é um grande aumento na geração com gás natural nos países desenvolvidos, com pressões para proteção ao meio ambiente no futuro próximo (até 2010), enquanto o uso do carvão aumentará substancialmente nos países em desenvolvimento (notadamente, na China e Índia).

No médio prazo (2010-2020), novas tecnologias “limpas” permitirão a volta de carvão nos países desenvolvidos, já com benefícios ambientais e de custo decorrentes de tecnologias implementadas para gás natural em curto/médio prazos (12).

Hoje, mesmo nos EUA há grande incerteza quanto às reservas de gás natural e o custo para sua utilização. No entanto, os valores adotados para planejamento indicam pequeno aumento de preços (US\$ 2,50/MBtu em 1998 para US\$ 3,15/Mbtu em 2020), (1).

Reservas “não convencionais” de GN associadas com hidratos de metano são muito grandes, mas não há nenhuma certeza quanto aos volumes recuperáveis a custos aceitáveis, hoje.

A pesquisa em “tecnologias limpas” para carvão tem sido estimulada, mesmo no curto prazo, visando evitar inclusive (EUA) que a substituição gradual das termelétricas a carvão por gás natural (que ocorre hoje) crie um fato irreversível, e impossibilite a volta do carvão. Um outro fator a considerar é a crescente importância da geração distribuída, contando com o desenvolvimento de unidades geradoras pequenas (turbinas a gás e/ou célula a combustível).

Em qualquer das rotas (carvão e/ou gás natural; geração central ou distribuída; sistemas híbridos) o desenvolvimento da tecnologia de turbinas a gás (maior eficiência, confiabilidade; menos custos) é essencial para a geração termelétrica.

Na perspectiva global, o desenvolvimento de tecnologias para energia fóssil será condicionado pela segurança de suprimento e pelas restrições ambientais. Em princípio, deverão buscar metas de longo prazo definidas por níveis muito baixos de poluição local (ar) e emissões de GHG. É esperado que as estratégias para curto/médio prazo envolvam tecnologias que possibilitem estas metas de longo prazo.

No nível de conhecimento atual, as melhores perspectivas são para tecnologias envolvendo a produção intermediária de gás de síntese (CO , H_2), a partir de GN ou carvão, e buscar, sempre que possível, configurações onde se pratique co-geração. Hoje ciclos de gasificação de carvão integrados com ciclos combinados e co-geração podem produzir energia competitivamente com ciclos convencionais a vapor, e com emissões equivalentes às de plantas a gás natural (ver a introdução ao item 3.1)

2.1.1 Tecnologias para geração com gás natural

Uma visão dos desenvolvimentos (previstos ou desejados) nas turbinas e sistemas para gás natural indica:

- Turbinas de grande potência (heavy-frame): a tecnologia hoje (classe F-FA) admite 1260-1315C, com 56-57% de eficiência (PCI) em ciclo combinado.

Até 2005-2010, temperaturas de entrada 1430 C, com resfriamento de palhetas; $\eta \approx 60\%$;

Até 2020, re-aquecimento (1260 C), controle de NO_x e materiais novos; $\eta \approx 70\%$;

Nesta categoria, testes de confiabilidade e disponibilidade são caros e longos.

- Materiais avançados (base, "coatings") e resfriamento dos componentes: alguns programas deverão ir até 2050;
- Uso de ciclos na base ("bottoming"), tipo Kalina, para aumentar a eficiência dos ciclos combinados: pode vir a ser viável economicamente (2015). O uso de amônia nestes ciclos pode criar problemas na implementação, pelos impactos ambientais;
- Unidades flexíveis, tamanho médio (20-100 MW) para uso em picos de demanda; com inter-resfriamento e recuperação na compressão poderiam atingir $\eta = 65\%$ (2010-2020) e 70% (>2020);

- Ciclos híbridos:

Turbina a gás associada a célula de combustível: 5-20MW, 70-80% eficiência: 2020;

Turbina a gás + várias tecnologias de energia renovável (solar térmico: 2010);

- Turbinas a gás + armazenamento em ar comprimido (CAES): antes de 2010;
- Gasificação de resíduos para uso em ciclos combinados;

Tanto para carvão quanto para gás natural, a preocupação com as emissões de CO₂ é crescente. Tecnologias para remoção do CO₂ dos sistemas de potência com gás natural estão começando a ser consideradas, mas claramente são vistas como uma enorme dificuldade (talvez não evitável).

Há uma forte tendência para a geração distribuída com GN, a partir do desenvolvimento de microturbinas e células a combustível (vantagens em eficiência com o uso de co-geração, e redução de custos de transmissão) (9).

No caso do Brasil há crescente utilização dos gases gerados nos processos siderúrgicos (coqueria e alto forno); estes insumos deverão beneficiar-se dos avanços nas turbinas a gás, e do uso de ciclos combinados.

2.1.2 Tecnologias para geração com carvão

No mundo havia 4016 usinas termelétricas a carvão (11) em 1996;

Destas, 590 usam dessulfuração. Tecnologias para dessulfuração utilizadas hoje, no mundo, são: 75% lavadores; 14,1% sistemas a seco; 7,1% injeção de dessulfurante; e 3,7% outros (11).

Não há novas plantas para carvão (EUA e Europa) em planejamento; há várias na Ásia. A tendência mundial, principalmente na Ásia, é aumentar significativamente a geração com carvão nos próximos anos. Há desenvolvimento tecnológico para sistemas “limpos”, com exceção de emissões de CO₂, que seriam “reduzidas” com uso simultâneo de renováveis, aumentos de eficiência, ou, a longo prazo, seqüestro do CO₂. Os desenvolvimentos foram planejados para incorporação a plantas existentes, no início, e em modelos piloto e de demonstração comercial. (10)

Nos EUA, busca-se a meta de conseguir US\$ 800/MW (planta total) até 2020, para competitividade com os custos futuros da geração com gás natural. Isto deve considerar os custos da redução necessária de emissões (como SO₂) e a disposição dos resíduos sólidos. Três rotas tecnológicas principais são planejadas:

- **Caldeiras para carvão pulverizado (PC) ultra-supercríticas.**

Hoje as plantas PC são sub-críticas ; há três unidades supercríticas (Japão e Europa). As características hoje, e as metas, são:

PC, supercríticas,

hoje: 270-290 bar / 580-600C, duplo re-aquecimento

2010 (metas): 300 bar/650C, 98% remoção de SO₂, 43% eficiência (PCS), US\$ 850./kW (total)

2020 (metas): 350 bar/700C, 47% eficiência (PCS), US\$ 800./MW

Quase toda a pesquisa é desenvolvida no Japão e Europa.

- **Combustão em leito fluidizado pressurizado (PFBC)**

Há tecnologias comerciais, muito difundidas, para sistemas atmosféricos de leito circulante (CAFBC), para carvão de baixa qualidade (até 250 MW); são sub-críticos.

Meta: 600MW, supercrítico, 98% de remoção de SO₂, até 2015 (comercial)

Sistemas pressurizados (PFBC) são poucos hoje (cinco), na escala de 80 MW, sub-críticos (com leito borbulhante). Uma unidade de 400 MW pode estar comercial em 2007. Outros desenvolvimentos, em leito circulante, também poderão ser comerciais em 2015.

- **Gasificação integrada com ciclo combinado (IGCC)**

Várias configurações são propostas; há cinco em operação (<300 MW). Os desempenhos dos sistemas são dependentes do desenvolvimento de turbinas a gás; com turbinas classe F, eficiência de 42-43%; com melhor limpeza de gases, turbinas classe H (2020), até 50%.

Vários sistemas IGCC tem sido implementados para gasificar resíduos de petróleo nas refinarias; em alguns casos com produção simultânea de eletricidade, gás de síntese e hidrogênio. Imagina-se hoje esta tecnologia aplicada a carvão, com geração de combustíveis sintéticos “limpos” (a menos de emissões de CO₂).

Finalmente, carvão está sendo considerado para combustão simultânea com biomassa (incluindo lixo urbano) e mesmo co-gasificação. A idéia é aumentar a parcela de energia renovável, diminuindo a emissão de CO₂.

Quanto à redução de emissões de CO₂, em todos os sistemas, não há rota claramente definida. Os problemas maiores são: a redução de eficiência de conversão do ciclo com a incorporação dos processos de separação de CO₂; a dificuldade de realizar estes processos nos volumes requeridos; a incerteza quanto às possibilidades de dispor do CO₂ seqüestrado (seja em reservatórios de óleo e gás, cavernas, oceanos).

O maior volume de pesquisa e desenvolvimento nesta área hoje ocorre no Japão.

2.1.2.1 Carvão mineral no Brasil

O carvão mineral é o combustível fóssil mais abundante no Brasil, estimando-se as reservas em 200 anos de suprimento (contra 40 do petróleo, 60 do GN) (6). A reserva brasileira é de 32×10^9 ton (29 no Rio Grande do Sul, 3 em Santa Catarina, 1 no Paraná).

Usos iniciais no Brasil foram em transportes (ferroviário e marítimo) e gás para iluminação; mais tarde, energia elétrica, siderurgia e calor industrial. O uso maior do carvão nacional é para termo-eletricidade; em 2001 há 8 usinas com 1,4 GW de capacidade, e 2 em construção com 0,7 GW. Do consumo total de carvão vapor (1999), cerca de 2,5 Mtep, 88%, foram para termo-eletricidade e o restante para calor industrial.

É uma participação muito pequena, com dificuldade em competir. Encontra-se em estudo uma proposta do Sindicato Nacional das Indústrias de Extração de Carvão Mineral visando implementar medidas para aumentar a competitividade, que poderiam levar a 2 GW adicionais até 2015. As tecnologias envolveriam a produção de sulfato de amônia, a partir da dessulfurização dos gases das caldeiras; e uma série de benefícios fiscais.

Para as condições específicas do Brasil, notamos (10): sendo o carvão mineral nacional um combustível que na realidade é um “mix” de matéria carbonosa e outros minerais, torna-se evidente pensar em sua utilização integral, particularmente se forem levados em conta os aspectos ambientais e os de custos de geração. Assim, a Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias para Geração de Energia Elétrica a Carvão deve ser vista com maior amplitude, envolvendo toda a cadeia produtiva. Linhas principais são:

- Tropicalização de Tecnologias Limpas para Geração Termelétrica a Carvão;
- Estudos e Desenvolvimento de Processos de Limpeza de Gases;
- Estudos e Desenvolvimento de Processos de uso e disposição de resíduos de termelétricas;
- Estudos de Materiais;
- Modelagem e Instrumentação & Controle.

2.2 Energia nuclear

Energia nuclear fornece 16% da energia elétrica no mundo (20% nos Estados Unidos). Em 2001 operaram no mundo 440 reatores, com 353 GW. No momento o desenvolvimento está praticamente parado (assim como o mercado) nos EUA, e avança relativamente pouco no resto do mundo. A questão é saber se as dificuldades de hoje (segurança e custo) poderão ser vencidas pelo interesse na energia “limpa” (sem emissões, em particular de CO₂). Neste caso, quais as rotas tecnológicas a buscar? Uma proposta (14) envolve dois períodos:

- Até 2020, estabelecer opções viáveis (custo e confiabilidade) para uso em larga escala
- Até 2050, buscar opções (iniciando agora) considerando o esgotamento das reservas mais ricas e baratas de urânio.

A meta para 2020 deve buscar tornar a energia nuclear competitiva com gás natural, nos EUA. Isto poderá ser conseguido com tecnologia LWR, mas é preciso manter em operação a capacidade existente hoje; há um programa em curso para reduzir os custos operacionais e aumentar os F.C. nas plantas existentes, visando inclusive adquirir maior experiência.

As tarefas para 2020 incluem: aperfeiçoar e implementar os programas de gerenciamento do combustível usado e disposição de resíduos radiativos; simplificar a regulamentação exigida em todos os níveis, usando critérios “realistas” com maior base em custo e riscos; desenvolver sistemas avançados de informação (planta); adaptar novas tecnologias de construção (modulares).

Nas tecnologias para 2020, notamos que as opções existentes hoje, no mundo, são três tipos de reatores (LWR, PWR, BWR), com capacidades de 600 e 1000 MW. A opção mais recente é o projeto “passivo”, PWR (global, envolvendo vários países; 1000 MW); seria bom ter outras opções “passivas”, e uma das propostas é para 300 MW (mercados “distribuídos”, no mundo).

Quanto a custos: uma série de ações dirigidas (melhor O&M, projetos, gerenciamento, técnicas de fabricação, simplificação das especificações e regulamento, operacionalização plena dos programas de gerenciamento de resíduos) poderia reduzir o custo da energia em 0,6-1,3 ¢ /kWh, trazendo-a para a região de 4 ¢/ kWh (23-1).

Reduções adicionais poderiam vir, na fabricação, do “aprendizado” e padronização. Com esforço em todas as áreas, esta redução poderá ocorrer até 2010.

Para 2050: determinar as melhores opções para uso mais completo do combustível (material fértil, resfriamento, forma do combustível, ciclo, etc);

buscar avanços em reatores resfriados a Hélio (alta T) para uso em calor para processos; opções para fusão (previsão).

As metas para maior utilização do combustível não são comerciais, nem há esforço significativo nesta direção hoje. Implicam (na maioria) em maiores riscos com segurança (armas atômicas) e exigirão novas medidas de proteção.

O uso de co-geração, em plantas resfriadas a hélio, alta temperatura, poderia trazer significativa redução dos custos.

Especificamente para o Brasil, um programa consistente de P&D a médio e longo prazos seria (13):

- Até 2010, estabelecer e identificar os conceitos de sistemas nucleoeletrônicos mais promissores, mapear as tecnologias mais relevantes, viáveis e adequadas, e iniciar um programa de P&D, de longo prazo, para viabilizar a utilização de uma ou mais dessas tecnologias até 2040; e
- Ampliar a participação em iniciativas internacionais de P&D para desenvolvimento de reatores avançados que possam ser construídos e operados até 2015 de forma manter a componente nuclear na nossa matriz de geração elétrica em níveis adequados (3 a 5%) à viabilização de nossa indústria nuclear e à transição entre a tecnologia atual e aquela que deverá estar disponível em 2040.

Alinhando a busca de novas soluções com o aperfeiçoamento gradual de nossas atuais centrais nucleares, os “spin-offs” gerados nos itens anteriores deverão ser utilizados para modificá-las ajustando-as a níveis de desempenho, confiabilidade e segurança cada vez mais elevadas.

O Brasil participa, desde 2000, de iniciativas como o Foro Internacional de Reatores da Geração IV – GIF – iniciada pelo US-DoE e que congrega dez países; e o Projeto Internacional sobre Reatores Nucleares e Ciclo do Combustível Inovativo – INPRO (doze países, coordenados pela AIEA). Está a par do esforço de desenvolvimento internacional, na área.

Também participa do projeto IRIS (“International Reactor Innovative and Secure”) que visa desenvolver um reator avançado de água leve, com sistema primário integrado. Este projeto cooperativo conta com 16 instituições e empresas de 8 países, lideradas pela Westinghouse. O IRIS apresenta várias das características evolutivas e avançadas previstas para os reatores do futuro, destacando-se as seguintes: alto desempenho e segurança, custos reduzidos (custo de geração de 3 ¢/kWh e de investimento ≤ 1000 US\$/kWe), e agilidade de construção (≤ 3 anos). O Brasil é responsável pelo projeto do pressurizador, e será envolvido em várias atividades de P&D, nas áreas de segurança, termo-hidráulica, análise de acidentes, instrumentação e controle, entre outras.

O enfoque do Brasil deve dar-se na implementação das opções mais promissoras e de maior interesse nacional, norteadas pelo binômio *atratividade/viabilidade*. A atratividade deve levar em conta, além da eletricidade, outros possíveis produtos como a produção de hidrogênio, calor de processos e

dessalinização de água do mar. A viabilidade é condicionada pelo nosso estágio científico e tecnológico e o fato de termos investido bastante no desenvolvimento tecnológico na linha PWR (“Reatores de Água Pressurizada”), tem muita influência. O Brasil também vê como de grande interesse, o desenvolvimento de conceitos utilizando o ciclo do combustível do tório, abundante no País, e os reatores rápidos refrigerados a metal líquido.

Linhas de P&D mais relevantes para o setor núcleo-elétrico nos próximos 10 anos são as seguintes (13):

- Reatores Nucleares Avançados tipo PWR;
- Reatores Nucleares com Sistema Primário Integrado (IRIS);
- Controle, Instrumentação e Interface Homem-Sistema/Tecnologias e Sistemas de Suporte ao Operador;
- Ciclos Avançados de Combustível Nuclear com Alta Queima e Alta Taxa de Conversão e
- Monitoração/Gestão de Envelhecimento de Centrais Núcleo-elétricas.

2.3 Energia renovável

Grande número de tecnologias tem sido buscadas para energias “renováveis”, em geral baseadas nos benefícios ambientais (locais e globais), na distribuição natural, na geração de empregos, segurança de suprimento, etc (51). As mais utilizadas / visadas para o Brasil serão vistas nos itens seguintes.

2.3.1 Energia hidráulica

Em nível mundial, no ano 2.000, a capacidade instalada para produção de energia elétrica de base hidráulica atingia cerca de 640 GW em grandes centrais e 23 GW em PCHs. Essa capacidade tem crescido entre 2 e 3% ao ano, respectivamente, entre 1995 e 2000. Investimentos médios demandados são da ordem de 1000-3500 US\$/kW, com custos de energia 2-8¢/kWh, para as centrais de maior porte e 1200-3000 US\$/kW com custos de energia entre 4-10 ¢/kWh para as PCHs. Estima-se o potencial mundial existente em 2000 GW.

Para os países desenvolvidos, as considerações quanto ao desenvolvimento da energia elétrica de base hidráulica, nos próximos 10-20 anos, lembrando que a maior parte do seu potencial já é usada, são:

- Necessidade de melhor gerenciamento; impactos ambientais devem ser reduzidos;
- Outros usos da água precisam ser reconsiderados.

Os objetivos “tecnológicos” para os próximos 10-20 anos são, correspondentemente, a “valorização” de uso conjugado (eletricidade e outros fins) dos sistemas hídricos. Nos EUA, já com 90 GW instalados, a meta sugerida

pelo EPRI é, para 2030, dobrar o “valor” dos usos da água (para potência e outros) com relação a 1998, com uma meta intermediária de 150% em 2010 (14).

No Brasil, a importância da energia elétrica de base hidráulica é significativamente maior do que para a grande maioria dos países desenvolvidos. A participação hidrelétrica na capacidade instalada é superior a 90% e o potencial dessa fonte no país atinge cerca de 260.000 MW, dos quais 164.000 já inventariados. Do total inventariado, 62.000 MW estão em operação, 7.500 em construção, 9.300 com projeto básico e cerca de 37.000 MW com estudo de viabilidade (53). Continuará a ser, sem dúvida, a mais importante fonte de energia elétrica no país nas próximas décadas.

O Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2.000/2009 registra a existência no país de um conjunto de 136 usinas geradoras com capacidade superior a 10 MW, das quais 21 têm capacidade instalada superior a 1.000 MW, dispondo um número expressivo delas de reservatórios de regularização plurianual.

Até o ano 2009, o referido Plano prevê a instalação adicional de 21.700 MW de base hidrelétrica, em valores praticamente iguais nas Regiões N/NE e S/SE/CO, para atender às projeções de crescimento do mercado.

Os custos e as tarifas decorrentes são compatíveis com os níveis mais baixos das faixas verificadas em nível mundial, referidas acima (56).

Ainda recentemente, com a expansão do sistema baseada nos aproveitamentos hidráulicos, a estrutura produtiva do país atendia a mais de 90% das necessidades decorrentes, com ampla participação de empresas nacionais e multinacionais nesse processo.

Tendo em conta a crise havida no suprimento de energia elétrica e as projeções da nova orientação política sobre o modelo do setor elétrico, é razoável supor uma retomada das questões vinculadas à viabilização desse relevante potencial. Tornam-se muito relevantes as prospecções tecnológicas que têm sido conduzidas já há algum tempo, buscando identificar as prioridades para os programas de P&D&I.

As avaliações recentes (Prospectar e Eletrobrás/CEPEL), com indicações ainda preliminares, não diferem fortemente de linhas já identificadas no passado (56).

Estão destacadas como prioritárias:

1. Desenvolvimento de modelos para previsão de vazão aos reservatórios das usinas hidrelétricas com base em modelos climáticos e meteorológicos e levando-se em conta os usos múltiplos da água;
2. Desenvolvimento e uso prático de modelagem, monitoração e diagnóstico de hidrogeradores de grande e pequeno porte;

3. Desenvolvimento de simulação física e matemática do processo de construção, recuperação e operação de barragens;
4. Desenvolvimento de tecnologias para aumento da competitividade de pequenas e médias centrais elétricas;
5. Desenvolvimento de ferramentas para estudos de inventários de bacias hidrográficas;
6. Estudos para recapitação das usinas atuais (101) (ver abaixo).

Há um grande potencial para re-potenciação de usinas mais antigas no Brasil (adequação e correção de turbinas e geradores para maior capacidade e eficiência). Estima-se que é possível ter ganhos em instalações que hoje correspondem a 32 GW instalados (todas acima de 20 anos de uso), com custos de R\$ 250-600 / kW adicionado. Aproximadamente:

- Repotenciação “leve” + 2,5 % capacidade + 8 GW
- Repotenciação “média” + 10% capacidade + 3,2 GW
- Repotenciação “pesada” + 20 a 30% capacidade + 7,6 GW

2.3.1.1 Pequenas centrais hidrelétricas

Os pequenos aproveitamentos hidrelétricos no mundo têm crescido 3% ao ano nos últimos 5 anos (16); a capacidade total instalada era de 23 GWe (1998) com fator de capacidade 20-70%; a produção de energia em 1998 foi de 90 TWh. Investimentos estão entre US\$ 1000-3000/kW e o custo de energia 0,04-0,10 US\$/kWh, com probabilidades de atingir 0,03-0,10 no futuro.

No Brasil hoje há 349 PCH em operação (total: 1,5 GW) de um total de 1100 usinas, correspondendo a 1,9% da potência hidrelétrica instalada (77,2 GW). Adicionando 0,51 GW de PCH em construção (41 usinas) e 1,20 GW de PCH outorgadas (não iniciadas), temos um total de 3,2 GW em 484 usinas. A maior concentração é na região sudeste (43 e 44). Estudos de inventário indicam a possibilidade de novos projetos no total de 7,3 GW (4,0GW aprovados; 3,3GW em análise). A repotenciação, recapitação e reativação de PCHs antigas pode levar a 0,68 GW adicionais.

Quanto a tecnologias, o mercado pode ser inteiramente suprido por fabricantes no Brasil (nacionais e estrangeiros). Nas instalações acima de 5 MW há grandes empresas (com alguma tecnologia licenciada) e os mercados para instalações menores que 5 MW em geral tem sido atendidos por inúmeras pequenas empresas totalmente nacionais. De fato, nota-se que há atraso tecnológico em alguns casos; nas pequenas potências as tecnologias mais eficientes não podem competir, economicamente, com equipamentos tradicionais (43).

Em turbinas hidráulicas, apenas alguns casos (alta rotação específica) não são supridos pelos fabricantes no Brasil; é um setor importante e precisa ser considerado. Todos os tipos de geradores são disponíveis. Na área de

automação, a tendência em todos os novos projetos é para automação total; muitos equipamentos são importados (43).

A engenharia/projetos na área conta com profissionais e recursos modernos, embora em grande parte não sejam nacionais; no entanto há necessidade de desenvolvimento (P&D) em áreas como turbinas para baixas quedas e hidrocínéticas, grupos geradores operando com rotação variável, e automação na operação de reservatórios (44). Alguns aspectos legais (meio ambiente e procedimentos para interligação à rede) mostram a necessidade de melhores análises do uso múltiplo das águas, da otimização de controles de carga/freqüência, e impactos ambientais em geral das PCHs (44). Há suficiente informação hidrológica (mais de 10 mil estações flúvio e pluviométricas) mas é necessário avançar nos estudos de inventário, especialmente nas bacias de médio e pequeno portes (45).

2.3.2 Biomassa

Biomassa (em diversas formas) tem sido usada em larga escala como insumo energético no mundo; em 1996 era de 33-35 EJ (11% do consumo mundial) a energia gerada de biomassa (15).

- A capacidade instalada para geração elétrica cresceu 3% ao ano entre 1993 e 1998 atingindo 40 GWe; o F.C. varia de 25 a 80%, em plantas “médias” de 20 MW (combustão direta), com investimentos de US\$ 900 a 3000/kWe;
- O total de geração para uso térmico (excluindo termelétrica) atingiu 200 GWt, também com 3% de crescimento ao ano, e com investimentos de US\$250 – 700/kWt;
- A produção de etanol combustível atingiu $18 \times 10^6 \text{ m}^3$ (Brasil e EUA) em 2000.

Há uma forte transição dos usos envolvendo “baixo nível tecnológico” (ex, lenha para cozinhar) para usos comerciais, mais avançados (energia elétrica, vapor, combustíveis); os usos “modernos” correspondem a 7 EJ, hoje. Diversas tecnologias estão em fase de desenvolvimento, para vários tipos de energia (52).

O fator mais importante para a redução de custos das energias derivadas de biomassa é, independentemente da tecnologia empregada, a redução do custo da biomassa; este inclui os custos da coleta e transporte. Neste sentido, as fontes de biomassa para conversão são:

- Resíduos de outros usos de biomassa que estejam já concentrados no local de uso (portanto, com o custo de transporte e produção já absorvidos no custo do produto principal: bagaço de cana, palha de arroz, restos (serrarias e na indústria de papel/celulose), lixo urbano.

- Resíduos de outros tipos de biomassa que possam ser coletados e transportados a baixo custo (ex, palha da cana)
- Plantações específicas para a produção de energia (ex, florestas comerciais, cultura de oleaginosas, etc)

Por esta razão (importância do custo da biomassa), os resultados da “experiência mundial” relacionados a seguir são baseados nas expectativas de redução do custo de biomassa especificamente para energia (nos EUA, e hemisfério norte) com consideráveis avanços tecnológicos. Seriam (14):

Tabela 8. Custo de biomassa (US\$/GJ)

Ano	2000	2005	2010	2020
Custo	2,4	1,8	1,4	1,2

A obtenção destes custos abriria enormes perspectivas de uso, já que as restrições de uso da terra não são limitantes fortes em muitos países ; nos EUA, por exemplo, se apenas a metade da área CRP (onde há subsídio para não plantar) e uma fração da área de plantio fosse usada, em 32 milhões de hectares (10% da área de pastagens e produção agrícola) seria possível produzir de forma distribuída 20% da energia elétrica usada hoje.

Em 1995 a área de florestas no mundo era de $3,4 \times 10^9$ ha (26,6% da superfície, excluindo Groenlândia e Alasca). O Brasil tinha 15,9% do total destas florestas. A área de florestas plantadas cresceu de $40,2 \times 10^6$ ha (1980) para $81,2 \times 10^6$ ha (1995), quando o consumo mundial de madeira atingiu $3,3 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{ano}$.

É muito importante ver os números neste contexto e principalmente lembrar que o Brasil apresenta hoje em alguns nichos (resíduos, e mesmo em plantações energéticas) custos equivalentes aos custos “futuros” (2030) almejados para os EUA; e as disponibilidades de área são muito grandes.

2.3.2.1 Florestas plantadas e nativas no Brasil: tecnologia e custos

No Brasil, o consumo de madeira (20) é de $300 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$ (natural e plantada, todos os usos) sendo cerca de $100 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$ de florestas plantadas para uso industrial. O consumo industrial total é estimado (2001) em $166 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$. Este total compreende 32 para papel e celulose, 45 para carvão vegetal; 29 para lenha industrial; e 60 para produtos sólidos (serrados, laminados, painéis etc).

É notável o crescimento do uso de florestas plantadas; no segmento de papel e celulose, 100% da madeira é de reflorestamento (21); para carvão

vegetal (24), a área de florestas plantadas cresceu de 34% (1990) para 72% (2000); no setor de produtos sólidos de 28% (1990) para 44% (2000).

Estima-se em $6,4 \times 10^6$ ha de florestas plantadas no Brasil (22), sendo $4,8 \times 10^6$ ha de Eucaliptos e Pinus (com cerca de $2,6 \times 10^6$ ha adicionais de florestas nativas intercaladas).

Hoje o Brasil possui a melhor tecnologia no mundo para a implantação, manejo e exploração de florestas de eucaliptos (23). Em 2000 (24) a produtividade média de eucalipto, em São Paulo, foi de $36 \text{ m}^3/\text{ha.ano}$; a média-alta; para 3 ciclos de 6 anos, atingiu $44,8 \text{ m}^3/\text{ha.ano}$ (25); esta seria uma condição própria para “florestas energéticas”. Outras análises indicam que valores de $56 \text{ m}^3/\text{ha.ano}$ (médias futuras: plantações para energia) poderiam ser atingidas; estimativas para agricultura tropical (26) indicam o potencial para $40\text{-}60 \text{ m}^3/\text{ha.ano}$.

Custos analisados para São Paulo (24) são de US\$ 1,16/GJ para a situação hoje (com $44,8 \text{ m}^3/\text{ha.ano}$, e 21,4 km de média de transporte) e de US\$ 1,03 no futuro (com $56 \text{ m}^3/\text{ha.ano}$, mesma distância); valores calculados em R\$, para 2000, com o câmbio do ano. Estes valores já são excepcionalmente baixos, hoje (menores que as expectativas para 2020, no hemisfério norte). Todo o desenvolvimento na área, para celulose e papel, leva a uma condição excepcionalmente vantajosa para o Brasil na exploração também de energia de florestas.

O uso energético no Brasil (27) durante 2000 foi de 21,4 Mtep de lenha (aproximadamente $140 \times 10^6 \text{ m}^3$) com os usos: carvão vegetal: 36%, energia elétrica: 0,5%; doméstico (cozinha): 31%; indústria: 25%; agropecuária: 7,5%.

2.3.2.2 Tecnologias de conversão para eletricidade

A única tecnologia comercial (e usada em larga escala) é a combustão direta da biomassa em caldeiras, em ciclos a vapor, com produção de 40 GWe hoje no mundo (16); são unidades na escala (média) de 20 MW, usando vários tipos de resíduos ou madeira, e que competem com energia comercial (hoje, EUA) na escala de 50 MWe, em duas situações especiais:

- biomassa a 1 US\$ /GJ;
- co-geração de eletricidade e calor para processos.

A combustão direta poderia atingir $4,2 \text{ ¢}/\text{kWh}$ com custos progressivamente menores da biomassa, e com alguns avanços tecnológicos (pré-secagem do material, transporte/alimentação, fornalhas próprias para material com alto teor de alcalis), já em 2007, em muitos casos.

As duas outras tecnologias consideradas para conversão termelétrica são:

- Combustão mista de biomassa/carvão (já comercial; até 10-15% de madeira, com custos baixos: US\$ 100-700/kW e de biomassa) (16)
- Gasificação da biomassa e uso do gás em ciclos combinados

Esta última não é ainda uma tecnologia comercial; variantes têm sido desenvolvidas, nenhuma além do estágio de planta piloto (17) com 5-30 MWe. Tecnologias envolvem: gasificação pressurizada ou atmosférica; aquecimento direto ou indireto, leito fixo (limitado a pequeno porte) ou CFB; com injeção de ar ou oxigênio (18). A tendência atual é para sistemas atmosféricos, CFB, gasificação direta ou indireta. Pode-se esperar ganhos (eficiência, custo da planta) com tecnologia (turbina/câmaras de combustão especiais); aumentos na escala de produção (30-150 MW); e “aprendizado”.

Hoje, uma planta de 30 MWe usando madeira (\$4/GJ) teria eficiência elétrica líquida de 41-45% a US\$ 4000/kWe, (17). Valores futuros (2010-2020), incluindo aprendizado e avanços tecnológicos, na faixa de 110 MWe, seriam de 1600-2400/kWe com energia a \approx 7-9/kWh (ainda com biomassa a US\$4./GJ). Considerando a evolução nos custos de biomassa (no mundo) e da tecnologia, as metas EPRI (14) são:

2030: US\$ 1100/kW, \approx 4/kWh

2015: US\$ 1500/kW

A alta eficiência esperada e o custo de biomassa no Brasil justificam maior atenção para estas tecnologias. A planta projetada para construção na Bahia, utilizando madeira (abaixo de US\$ 1,5/GJ), com 32 MWe, teria 37% de eficiência elétrica líquida – base PCS – com custo de US\$ 2500/kWe, hoje (47).

O desenvolvimento de tecnologia na área florestal no país conta com bom entrosamento entre universidades, institutos e empresas; há três núcleos mais fortes (IPEF, Piracicaba, SIF, Viçosa; e a Embrapa Florestal + FUPF, Paraná).

Linhas de pesquisa/desenvolvimento são vistas para a produção de madeira, e tentam consolidar hoje objetivos comuns bem definidos (28). Algumas áreas que são relevantes, necessitando P&D, nos próximos anos (46):

- Obtenção e tratamento de dados sobre consumo de madeira para energia, no Brasil
- Processos mais eficientes para uso de madeira como energético no setor residencial
- Recuperação dos produtos gasosos condensáveis na carbonização
- Implementação e manejo de florestas para energia em áreas marginais à agricultura para alimentos.

2.3.2.3 Tecnologias para conversão de biomassa para eletricidade no Brasil

Queima direta de biomassa: ciclos a vapor

Os sistemas utilizados no Brasil são predominantemente ciclos a vapor (queima direta) operando em co-geração nas indústrias de cana e papel/celulose. A produção de energia elétrica da biomassa foi 10 TWh (1999; 3% do total de energia elétrica) sendo 4,1TWh no setor de cana de açúcar (co-geração); 2,9TWh na indústria de papel/celulose; 0,7TWh (lenha), 2,1 TWh de resíduos agrícolas. O setor de cana-de-açúcar passa hoje por uma transição, evoluindo de sistemas a vapor de baixa pressão (até 20 bar) para sistemas a alta pressão (até 80 bar), permitindo sair da auto-suficiência em energia elétrica para a geração de alguns GW excedentes.

As tecnologias dos ciclos a vapor são conhecidas e totalmente dominadas no país (aliás a indústria brasileira apresenta custos dos equipamentos altamente competitivos) (39) incluem:

Queima: grelhas fixas, móveis, queima em suspensão; e, em início de utilização, leito fluidizado.

Caldeiras (60-150t vapor/hora; 2,1 -6,3 Mpa; 350-450C); podem queimar óleo e GN também. Há disponibilidade de caldeiras tipo Tomlinson (para queimar licor negro, na indústria de papel e celulose)

Turbinas a vapor: simples e multi-estágio, contra-pressão e condensação-extração, condensação à vácuo. Turbinas de aço (até 17 MW) e com baixo grau de reação (5-50 MW, 6,5 Mpa; tecnologia Rolls Royce) são fabricadas no país.

Sistemas de controle, integração: adequados.

A utilização destas tecnologias, com os custos atuais, é economicamente viável em comparação com custos comerciais da energia (o investimento estimado na indústria de açúcar é de R\$ 725-1100/kW adicional, excedente, para sistemas em baixa pressão e alta pressão, 2,2-8,0 Mpa, respectivamente). Há um grande aumento na implantação destes sistemas, nos últimos 12 meses, sendo que investimentos até R\$ 1350/KW são viáveis (38), no caso de usinas de açúcar.

Potenciais de geração são expressivos; para a indústria de cana de açúcar, sistemas de queima direta poderão gerar adicionais de até 2,4-2,7 GW (base anual) se usarem cerca de 25% da palha em adição ao bagaço (ou até 3,4 GW, com 40% de palha) (40).

O setor de papel e celulose gera para consumo próprio, usando a lixívia negra, cavacos e cascas de madeira. Em 1999 a capacidade instalada era 718 MW cobrindo 50% das necessidades de energia; seria possível complementar

com madeira, em co-geração pura, atingindo 79% das necessidades (450 MW adicionais) (40).

Dos outros resíduos agrícolas, apenas os referentes arroz e trigo são aproveitáveis hoje; se implementados, atingiriam até 450 MW. Resíduos de milho e soja (com cerca de vinte vezes mais biomassa) não são aproveitáveis ainda; é importante desenvolver a sua recuperação. Da mesma forma, resíduos de produção madeireira são utilizáveis em unidades relativamente pequenas (alguns MW); uma avaliação recente do CENBIO (41) indica potências de 400-800 MW.

É muito importante avaliar o potencial para plantações energéticas (em particular, eucalipto); como exemplo, um estudo da CHESF (42) indica potenciais para a produção de eucalipto no Nordeste em 50 milhões de ha (levando a pelo menos 85 GW) a custo médio de biomassa de US\$ 1,36/GJ.

Evidentemente os trabalhos no IPEF, SIF, e outros contribuirão para melhorar a informação nesta área, que parece muito promissora.

Há desenvolvimentos a fazer na recuperação econômica de resíduos, seu condicionamento e queima; e na otimização de ciclos, preferencialmente de co-geração, associados a este uso (48).

2.3.2.4 Gasificação

Por outro lado, as tecnologias de gasificação (visando maiores eficiências de conversão) estão em análise/desenvolvimento no país desde o início dos anos 90, principalmente com dois projetos.

- Um para a instalação de uma central operando com madeira e gasificador de leito circulante, atmosférico (tecnologia TPS, em desenvolvimento) no Nordeste; liderado pela CHESF e com participação internacional;
- Outro para o desenvolvimento de toda a tecnologia (novamente, com a TPS) para integração do sistema de gasificação a uma usina de açúcar no Brasil, conduzido pela Copersucar.

O primeiro chegou a definições finais do projeto e está pronto para a implantação de unidade de demonstração. O segundo concluiu os estudos, os projetos dos sistemas auxiliares, e definiu as características básicas de um projeto de demonstração (algumas dezenas de milhões de dólares, em cada caso).

Estas unidades seriam úteis para acelerar o processo de redução de custos pelo “aprendizado” como discutido acima. Nos dois casos, o desenvolvimento próprio no país e o contato com as tecnologias de ponta no exterior foram muito úteis, e um programa para sua plena utilização deve ser implementado. Apenas as tecnologias específicas de gasificação/limpeza dos gases e das turbinas a

gás, não são de propriedade nacional; mas a fabricação deverá ser feita no país (gasificador e todos os periféricos /auxiliares seriam nacionais).

Na década de 90 a gasificação de biomassa em escalas menores foi estudada em alguns locais no Brasil (inclusive com pilotos); exemplos: IPT e CIENTEC.

Outras tecnologias de gasificação para capacidades muito menores visam atender a pequenas demandas locais (motores, dezenas de kW). Há vários projetos no Brasil e um estudo para verificar o desempenho de sistemas desenvolvidos na Índia (CENBIO).

2.3.2.5 Desenvolvimento tecnológico: linhas principais

- Matéria prima: ver considerações específicas na introdução, 2.3.2. Além do desenvolvimento em eucalipto (melhoramento genético; agronomia, técnicas e equipamentos de produção e processamento, específicos para energia) também os estudos em cana de açúcar (visando produção de biomassa, não só açúcar).
- Avaliar o estágio de desenvolvimento (eficiências, custos, impactos ambientais; operação em regiões isoladas) de gasificadores de pequeno porte (até 1 MW).
- Gasificadores de grande porte (>10 MWe) : acompanhar as plantas piloto no exterior (3 principais) e implementar um ou os dois estudos de piloto comercial no Brasil.
- Investir em estudos da gasificação (opções, vantagens relativas, tecnologias).
- Para tecnologias já comerciais (co-geração, queima direta nos setores de cana e papel/celulose): analisar o uso de combustíveis complementares (GN) para reduzir a sazonalidade.
- Continuar desenvolvendo a recuperação econômica de resíduos, e determinar seu potencial viável.

2.3.3 *Energia solar fotovoltaica e termo-elétrica*

A conversão fotovoltaica (PV) tem mostrado maior desempenho e potencial que a via térmica para eletricidade; a escala variável, favorecendo sistemas distribuídos desde potências muito baixas, já mostra aplicações importantes para sistemas isolados (100 MW/ano; 700 MW totais em 1998), e poderá ser de interesse para conexões à rede (potenciais maiores) em 10-20 anos. Três tecnologias básicas competem:

c-Si (silício cristalino; placas);

Filmes finos (a-Si; CIS; CdTe; filme c-Si) onde a-Si é o líder;**PV com concentração: Si ou GaAs.**

Em 2000 foram comercializados 278 MW, com Silício monocristalino respondendo por 49.6% do total da produção. O aumento do mercado foi de 20% ao ano na década de 90, superando 40% em 2000-2001 (50). O uso de concentração com sistemas PV é limitado a locais com maiores níveis de radiação direta; mas tem atingido alta conversão (25%) em demonstrações.

Os valores de custo previsto mostram que o uso de PV será de grande importância neste século, competindo já nos próximos anos em “nichos” crescentes; mas é difícil prever a trajetória e rotas tecnológicas mais interessantes. Aplicações na área residencial; o uso na escala de geração para a rede (com filmes finos); e possivelmente com concentradores (mais tarde) são aparentemente as melhores opções. Mas tecnologias novas, fundamentais, podem surgir (materiais PV mais eficientes), mudando esta avaliação (14).

Uma análise dos mercados hoje indica que há uma transição forte dos primeiros sistemas (setor rural; isolados) para usos urbanos (notadamente, o “teto solar” com interligação à rede).

De todas as instalações feitas em 1999 (31) temos:

Produtos de consumo:		17%
Sistemas autônomos:	Residencial e Rural	15%
	Comunicações	17%
	Híbridos (diesel)	13%
	Conectados, domésticos	30%

É um mercado artificial, com subsídios em todos os casos. Os incentivos, com conexão à rede (principalmente no Japão e Alemanha) foram de grande importância; em 2000, 40% da potência instalada em PV foi para conexões à rede (50).

Os custos (PV) hoje são cinco a dez vezes maiores que os da rede comercial; mas as grandes perspectivas de redução a curto/médio prazos, e as combinações adequadas de incentivos/nichos de mercado deverão promover a entrada em larga escala destas tecnologias.

Tabela 9. Custos esperados para sistemas solares (14)

	1998	2000	2010	2020	2030 (metas)
Sistemas PV sem concentração					
	700MW; US\$6,7/W	c-Si US\$ 3,8-5,3/W	a-Si US\$ 1,5/W	Filmes finos US\$ 1,1/W	US\$0,9/W F.C.21-26% 4,9¢/kWh
Sistema PV com concentradores					
			\$ 1,3/W		\$ 1./W F.C.24-32 % 6,5 ¢/kWh
Sistemas Termo-elétricos - Cilindro-Parabólico:					
	350 MW			\$ 2,9/W	\$ 2,75/W 8,5¢/kWh
Sistemas Termo-elétricos - Torre Central:					
	10 MW			\$ 1,5/W	US\$ 2,5/W 5,0¢/kWh
Sistemas Termo-elétricos - Parabólico:					
	25 kW (vários)				\$ 1,3/W 6,6 ¢/Kwh

Silício é o material PV predominante; o Brasil tem 90% das reservas mundiais economicamente aproveitáveis de Si. A indústria de PV utiliza hoje restos do Si grau eletrônico (SiGe); em 1997 foram usadas 690 t Si para PV, e 7600 t para eletrônicos. O uso para PV cresce mais que para eletrônico; é importante ver como o Brasil se insere na produção de Si grau PV.

Quanto aos impactos ambientais, o "retorno energético" já é entre 3 e 5 anos para células de Si. Para sistemas interligados (completos) poderá ficar abaixo de 2 anos até 2007 (32).

Sistemas Helio-termoelétricos tiveram avanços consideráveis desde 1985, voltando agora após uma redução de investimentos. Uma análise feita para o World Energy Assessment (16) indica, para o conjunto de sistemas de concentração em estudo/desenvolvimento e aplicação comercial, os seguintes parâmetros e projeções:

A capacidade instalada cresceu 5% ao ano (1993-1998); há cerca de 400MWe instalados, com fator de capacidade 20-35%; investimentos estavam entre US\$ 3 a 4 mil / kW, com custos de energia entre US\$ 0,12 a 0,18/kWh, e a projeção para o futuro era US\$ 0,04 a 0,10/kWh. Projeções mais detalhadas (14) para cada tecnologia estão na tabela acima.

Concentradores cilindro-parabólicos foram talvez os mais estudados experimentalmente, e há várias instalações no mundo (34). Há duas instalações em projeto na Espanha, com avanços técnicos, para operar nos próximos anos.

Também há novos projetos de torre central (faixa de 10-15 MW) e de parabólicos, estes em torno de 25 kW, na maioria com motores a ciclo Stirling.

2.3.3.1 Energia fotovoltaica no Brasil

Alguns grupos universitários (UFPe; UNICAMP; IME) iniciaram trabalhos na área (sistemas, concentradores; células de Si de baixo custo; filmes finos, respectivamente) ainda na década de 70. Nos anos 80 houve retrocesso, com as atividades muito reduzidas; os grupos eram muito pequenos. Em 1992 – 1993 houve um re-início, com outros grupos surgindo (31; 54).

Industrialmente, em 1979 iniciou-se a fabricação de módulos fotovoltaicos e sistemas no Brasil (Fone-Mat, com células importadas da Solarex). A implantação da Heliodinâmica (1980) iniciou a fabricação de tarugos e lâminas de Si (1982); a capacidade era de 1 MW/ano, e o nível equivalente às fábricas no exterior.

Com a queda das barreiras alfandegárias (1992) o mercado passou a importar principalmente da Solarex e Siemens. Em 1994 o MME deu grande impulso à implantação de sistemas rurais, com o PRODEEM; atingiu-se 3 MW em 2000. Outro projeto (APAEB, Bahia) já instalou 400 sistemas rurais (31).

Em linhas gerais, uma estratégia para P&D no Brasil indicaria:

- Analisar as necessidades tecnológicas para a produção de Si “grau solar” e sua transformação no país; viabilidade
- Apoiar o desenvolvimento de células a partir de Si “grau solar”
- Desenvolvimento de componentes / sistemas eletrônicos, conversores

Para as fases de demonstração e viabilização de mercados, claramente são necessários (como no resto do mundo) incentivos; a “medição líquida” da energia nos sistemas conectados à rede é essencial. Ações (50):

- Análise de configurações de conexão (baixa e média tensões)
- Normas técnicas e padrões de qualidade
- Procedimentos de “medição líquida” de energia.

2.3.3.2 Energia solar termelétrica no Brasil

No Brasil não houve instalações experimentais, mas destaca-se um estudo conduzido pelo CEPEL – Eletrobrás (Gera-hélio) analisando condições locais (radiação direta) e tecnologias, buscando obter custos de geração no Brasil. Resultados indicam investimentos atuais de US\$ 2,6/W (cilindro-parabólicos); US\$ 4,5/W (torre central) e US\$ 12/W (parabólico). Nestes estudos, o câmbio era de 1 US\$ = 2,7 R\$. Possibilidades de reduções de custos (35) foram vistas.

Estes valores correspondem a custos de energia muito acima dos valores comerciais hoje.

No entanto é recomendável manter os estudos nas tecnologias, principalmente quanto aos sistemas novos em início de operação na Europa e EUA.

Pontos onde a P&D se faz necessária são os mesmos que no exterior:

- Materiais (óticos; fluidos de trabalho)
- Sistemas de rastreamento
- Sistemas de armazenagem térmica
- Complementação dos dados solarimétricos para as regiões de maior interesse: radiação direta, e suas séries temporais.

2.3.4 Energia eólica

Grandes progressos foram feitos nos anos 80, e resultaram em contínuas reduções de custo nos anos 90; as máquinas foram de 0,1 para 1 MW; os mecanismos foram incentivados nos EUA e principalmente Europa. Hoje a tecnologia está no limite de tornar-se economicamente viável para fornecer energia à rede. A disponibilidade, em muitas regiões, é muito superior à demanda (nos EUA áreas próprias e legalmente utilizáveis são acima de 0,5 milhão de km², com capacidade para instalar de 3500 GW) (14).

A potência instalada no mundo cresceu 25% ao ano desde 1990 (31% ao ano entre 1995 e 2000), atingindo 17 GWe em 2000 (19) (com estimativa de 24,5 GW em 2001, em 32 países) ; nos EUA, os custos atingiram 5,1 ¢/kWh (média, 1995) com valores até 4 ¢/kWh. Análises recentes levaram ao estabelecimento de metas para 150 GWe, na Europa, até 2020 (49).

Análise da redução possível de custos com tecnologia (avanços tecnológicos necessários em projetos, manufatura, controles, estão bem mapeados) indicam a possibilidade de atingir 3,9 ¢/kWh (2010) e 2,8 ¢/kWh (2025) mesmo com taxas moderadas de “aprendizado” (8%). Outras análises (“bottom up”) (14) estabelecem metas de 2,7 ¢/kWh em 2030, com investimento de US\$635/kW. Custos hoje estão abaixo de US\$ 1000/kWe (49).

Nestes valores, as perspectivas para uso em larga escala de energia do vento são muito boas (seria possível transportar a energia de áreas remotas). Tecnologias acoplando “fazendas” eólicas (3-6 GWe) a linhas de alta capacidade sempre carregadas (1-2 GWe) seriam interessantes se a carga total puder ser mantida com armazenagem (por exemplo, em ar comprimido) (19).

A tecnologia hoje é essencialmente para sistemas de eixo horizontal, velocidade constante, com um gerador de indução. Características

“consolidadas” são: três pás, alinhamento ativo, estrutura não flexível. São testados sistemas para uso terrestre e off-shore; incluindo sistemas isolados (pequeno porte), híbridos (complementando diesel ou PV) ou integrados à rede. Há sistemas com conversão eletrônica de potência, aerofólios avançados, e alguns com geradores de velocidade variável. Esta tendência, incluindo controles sofisticados, é a atual. Esperam-se para 2005 torres mais altas, sistemas mais leves, máquinas com acionamento direto e talvez geradores de magneto permanente. Após 2005, esperam-se avanços em materiais e técnicas de manufatura, com reduções de custo vindo da fabricação de rotores/palhetas, controles e eletrônica de potência, geradores e torres. Em 1995 foram introduzidas comercialmente as turbinas eólicas de 1 e 1,5 MW; hoje já existem mais de mil turbinas com potência nominal superior a 1 MW em operação no mundo, e protótipos de 3 a 5 MW.

Problemas de impacto ambiental com ruído (aerodinâmico ou mecânico) foram consideravelmente reduzidos nos últimos anos e espera-se atingir os limites aceitos dentro de poucos anos (30; 55). Quanto às emissões de CO₂, correspondem apenas à construção, instalação e operação dos equipamentos; são estimadas em 7 t CO₂ (equiv)/GWh, contra 484 t CO₂ (equiv)/GWh para o gás natural.

2.3.4.1 Tecnologia no Brasil

A capacidade total instalada hoje no Brasil é de 22 MW, incluindo sete “parques eólicos” com 0,25 – 2 MW; isto não inclui turbinas de pequeno porte (< 20 kW).

O envolvimento de grupos brasileiros foi iniciado com o IAE/CTA, consolidando depois (1982) o projeto DEBRA (consórcio com o DFVLR, Alemanha; máquina de 100 kW). Na década de 80 alguns grupos de pesquisa (universidades, centros) iniciaram trabalhos na área (CTA, CEPEL, UFPb, UNICAMP, UFMG). Nos anos 90, oito concessionárias de energia elétrica trabalhavam em inventários do potencial eólico.

A análise preliminar feita pelo CBEE (Centro Brasileiro de Energia Eólica) em 1998 indicou um grande potencial eólico, principalmente no litoral do Nordeste (6000. MW disponíveis a curto prazo, apenas naquela região). Recentemente o CEPEL publicou um Atlas de ventos do Brasil, e o CBEE concluiu o Atlas Eólico Brasileiro (49).

A primeira turbina eólica de grande porte no Brasil foi instalada em 1992 (CBEE/Folkecenter, 75 kW) em Fernando de Noronha, já com diversos componentes nacionais. A primeira central eólica no país foi projetada pela CEMIG/CBEE, e instalada em 1994 em Minas Gerais (4 turbinas Tacke, 250kW).

Vários desenvolvimentos seguiram até a instalação da Wobben Wind Power (1996; subsidiária da Enercon GmbH); em 2002 foi inaugurada uma filial da Wobben no Ceará; a capacidade total será de 600 MW/ano, em 2003. Ainda em 1996 foi estabelecido o Centro de testes de turbinas eólicas (UFPE; Olinda).

Há um acordo de cooperação técnica entre o MCT / CBEE e o DNV/RISO, para a certificação de turbinas eólicas no Brasil.

Programas de P&D no Brasil deverão compreender (30):

- Desenvolvimento de máquinas: situações específicas no Brasil; regimes de vento, turbinas mais eficientes para 50-100 kW (ilhas oceânicas); turbinas para parques eólicos
- Consolidação de dados do potencial eólico
- Integração de parques ao sistema interligado (qualidade, armazenamento, sistemas híbridos)

2.3.5 Energia Geotérmica

A utilização de energia geotérmica (tanto para eletricidade quanto para calor) parece atraente considerando o potencial: 1% da energia térmica contida em uma camada superficial de 10 km da terra corresponde a 500 vezes todas as reservas de óleo e gás. Duas tecnologias são vistas hoje: para a energia de reservatórios hidrotérmicos (até 3 km, contendo água quente e/ou vapor; são úteis para potência nas temperaturas acima de 100°C) e para os HDR (“hot dry rock”), ocorrendo onde há gradientes térmicos bem acima da média de 50°C/km; pelo menos 4 km de profundidade.

A tecnologia comercial hoje é para os hidrotérmicos; há cerca de 40 plantas, com 8 GWe (e mais 11 GW térmicos) (16). O crescimento tem sido de 4% (eletricidade) e 6% (calor) ao ano, nos últimos 5 anos, notadamente na Ásia.

Não há tecnologia desenvolvida para HDR (custos maiores, pela profundidade). Em geral, a orientação de P&D tem sido no sentido de reduzir os custos da tecnologia hidrotérmica (com potencial muito menor que HDR) e, a médio prazo, com o conhecimento adquirido, iniciar P&D nos HDR (14).

Custos da energia hoje são 2-10¢/kWh (eletricidade) e 0,5-5¢/kWh (calor) (16); devem ser mantidos no futuro, com a tecnologia sendo usada para expandir as aplicações. O EPRI (14) estima potencial para US\$ 2700/kWe em 2030 (HDR), metade do que seria hoje, e US\$ 1800/kWe para sistemas hidrotérmicos já em 2007 (otimização da tecnologia atual).

2.3.6 Energia de ondas

As primeiras instalações no mundo começam a surgir agora (2001); espera-se em geral fatores de capacidade de 25-30%, investimentos de US\$ 1500-3000/kW e custos finais de energia de 0,08-0,20 US\$/kWh (16). Trata-se de buscar converter a energia correspondente ao movimento da “frente” da onda usando dispositivos no litoral (praias: fixos); no mar próximo (até 50m profundidade, flutuantes, com transmissão de energia pelo fundo); e em alto mar (> 200 m de profundidade, flutuantes). A energia das ondas é cerca de cinco vezes mais “densa” que a energia eólica, a 20 m de altura. Pelo perfil (altura, período, variação) das ondas, a faixa do mar até 30° do equador é a mais propícia para uso (36).

Há um enorme interesse no seu desenvolvimento tecnológico, com cerca de 1000 patentes requeridas. As tecnologias em vista são, principalmente:

On shore: tipo Coluna de água oscilante (em testes, escala normal, Açores e Austrália, usando turbinas de Wells); e tipo canal convergente, onde o nível de água sobe em um canal artificial e alimenta um lago, que descarrega, através de turbinas, no mar (o único sistema construído foi destruído em uma tempestade, na Noruega, na década de 90)

Costeiro: flutuante, cabo umbilical para o fundo; conversor a pistão hidráulico. Como exemplo, um tubo de 150 m, diâmetro de 3,5 m, poderia converter 750 kW. Em ensaios, protótipos em escala reduzida.

Alto-mar: também flutuante, motores hidráulicos, em estudos.

Custos estimados (36) hoje já estão próximos de 0,08 US\$/kWh (16); houve grande redução em vinte anos, estando (para os únicos sistemas em uso, tipo coluna de água oscilante) em 0,08-0,09 US\$/kWh (37).

No Brasil, há estudos em andamento; a faixa de litoral mais promissora (19°S a 33°S) foi analisada quanto ao potencial das ondas, usando dados de satélites (1992-2001). O potencial estimado (ao longo dos 1900 km do litoral) foi de 40 GW; com uso de no máximo de 10-15%, atingiríamos 50 TWh (em águas rasas: até 50m) (36).

O desenvolvimento tecnológico adequado no Brasil recomenda, além de seguir de perto os avanços no resto do mundo e considerando que as tecnologias são claramente incipientes:

- Aprofundar o estudo do potencial nos locais mais promissores
- Avaliar a eficiência hidrodinâmica de sistemas alternativos (modelos reduzidos)
- Avaliar os conversores eletro-mecânicos
- Avaliar custos construção no Brasil

3 Tecnologias Para o Suprimento de Combustíveis (Transporte o Calor) - Perspectivas no Mundo e no Brasil

3.1 Energia fóssil (petróleo; gás natural; carvão)

Na perspectiva global, o desenvolvimento de tecnologias para energia fóssil será condicionado pela segurança de suprimento e pelas restrições ambientais. Em princípio, deverá buscar metas de longo prazo definidas por níveis muito baixos de poluição local (ar) e emissões de GHG. É esperado que as estratégias para curto/médio prazo envolvam tecnologias que possibilitem estas metas de longo prazo.

No nível de conhecimento atual, as melhores perspectivas são para tecnologias envolvendo a produção intermediária de gás de síntese (CO , H_2), a partir de GN ou carvão, e buscar sempre que possível configurações onde se pratique co-geração. Hoje ciclos de gasificação de carvão integrados com ciclos combinados e co-geração podem produzir energia competitivamente com ciclos convencionais a vapor, e com emissões equivalentes às de plantas a gás natural.

Para a produção de energia elétrica (ver 2.1.1 e 2.1.2) as tecnologias promissoras (geração e co-geração) para os próximos 15 anos incluem as baseadas em GN e turbinas a gás, ciclos integrados de gasificação de carvão/ciclo combinado, e ainda células a combustível. A necessidade de processos para de-carbonização e seqüestro do carbono para estes sistemas é vista muito seriamente hoje. Seqüestro é avaliado para a utilização de reservatórios geológicos ou águas (oceânicas) profundas; nos últimos anos, a preferência tem sido para reservatórios geológicos (campos usados de óleo e gás; carvão; e aquíferos salinos).

Não há nenhum estudo nesta direção no Brasil.

Para a produção de combustíveis (limpos) de fósseis, pensando na evolução futura para emissões quase-zero (incluindo as de CO_2), a ênfase tem sido em combustíveis sintéticos a partir de gás de síntese (metanol, DME e SMD). Nestes casos também a gasificação de resíduos de refinarias tem sido analisada.

Combustíveis líquidos sintéticos derivados de gás de síntese são uma promessa principalmente em futuras plantas de poligeração (eletricidade, calor, outros produtos) (58), embora ainda não competitivos. Poderão vir de GN ou carvão.

No longo prazo, as tecnologias baseadas em gás de síntese também seriam a base para a futura inserção do H_2 como vetor energético em larga escala; imagina-se a possibilidade de separar e armazenar o CO_2 no processo de gasificação, a partir dos fósseis. Também a gasificação de biomassa, visando

produção de gás de síntese e derivados, e hidrogênio no futuro, merece consideração no Brasil.

3.1.1 Óleo e Gás Natural

No âmbito do CTPETRO foi criado o Projeto Tendências para coordenar um conjunto de estudos que visam subsidiar a construção de uma agenda de prioridades de investimentos do CTPETRO em P&D voltadas para a competitividade do setor e desenvolvimento sustentável.

No Termo de Referencia, que norteia a realização do Projeto Tendências, salienta-se as referencias conceituais adotadas – inovação, cadeia produtiva, empreendimentos ancoras e saúde segurança e meio ambiente, bem como a segmentação do estudo, com um horizonte de dez anos, e estruturado em cinco blocos: Visão de Futuro, etapa já concluída, baseada em cenários internacionais e nacionais; Estrutura Industrial e Inovativa; Capacitação em P,D,E e I; e Estudos Temáticos. Estes estudos, já em andamento e com previsão de conclusão em 2003, poderão agregar seus resultados à presente análise.

Nas referências conceituais é claro o entendimento que energia de O&G é não-renovável, e conservação (buscando maiores eficiências de conversão, e adequação ao uso final) é um imperativo; e que a inovação é definida no sentido amplo (domínio e incorporação de processos não conhecidos por nós, mesmo que já dominados por outros países).

3.1.1.1 Retrospectiva: o setor de O&G no mundo e no Brasil, década de 90 (57; 99)

O Setor de O&G sofreu mudanças importantes ao longo da última década. Destacam-se a retomada da posição de destaque pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP, o desenvolvimento das tecnologias de exploração e de produção, especialmente no mar em laminais d'água superiores a 1.000 m, e a mudança no perfil da demanda do óleo em função das exigências ambientais, quando óleos mais leves e processos de refino mais complexos passam a ser requeridos. O gás natural gradualmente adquire importância como combustível estratégico e como fonte energética 'limpa'.

A produção de óleo no mundo atingiu cerca de 74 milhões de barris diários, em 2000, com crescimento médio de 1,3% ao ano ao longo da última década. No mesmo período o gás natural alcançou cerca de 6,6 bilhões de m³ diários com crescimento médio de 1,8% ao ano.

No Brasil houve crescimento das reservas, e foram garantidos suprimentos externos (gasodutos internacionais).

3.1.1.2 Cenários para O&G para mundo (57)

É interessante observar as invariantes em dois cenários alternativos preparados pela Shell (2001) com horizonte de 50 anos.

- “Dynamics as Usual”: o cenário é condicionado por prioridades “sociais”: energia “limpa”, segurança e sustentabilidade (conceito amplo). O gás natural substitui rapidamente o carvão na geração de energia elétrica; depois é limitado por incertezas no abastecimento (como no cenário básico do EPRI).
- “The Spirit of the Coming Age”: uso de tecnologia sofisticada, atendimento personalizado, queda de intensidade energética; distribuição de combustível (várias fontes) com portabilidade.

São considerados invariantes (nos dois cenários):

- Descentralização na geração de energia elétrica
- Fontes renováveis podem tornar-se principal fonte de energia
- O gás natural é o combustível importante na “transição”
- Dificuldade em identificar as tecnologias que dominarão
- Impacto (e descontinuidade) no setor de O&G com novas tecnologias automotivas
- Incertezas são: os prazos para escassez de recursos energéticos; a velocidade de difusão das novas tecnologias; quais as prioridades sociais e pessoais nas escolhas energéticas, e seu impacto na demanda.

3.1.1.3 Cenários para O&G no Brasil (10 anos)

Dos Cenários preparados para o projeto “Tendências Tecnológicas”, uma breve descrição (qualitativa) é apresentada em seguida. Resultados quantitativos já estão disponíveis (100). A partir de condicionantes do macroambiente, e de condicionantes específicas para o setor de energia e de O&G (aqui incluída a Política Energética) foram definidos os fatores invariantes no período 2002-2010. Para o setor energético como um todo, os invariantes são:

- A energia hídrica predomina na geração de energia elétrica
- Aumenta a participação do gás natural
- Fontes alternativas crescem, mas ainda com pequena participação relativa
- Pequena participação da energia nuclear
- Maior competição entre fontes energéticas
- Maior eficiência no uso final de energia

Estas considerações vêm essencialmente da projeção da Matriz Energética para 2010; devemos analisar com cuidado algumas das hipóteses feitas na elaboração desta projeção, por exemplo no que diz respeito a fontes não convencionais de energia (ver observação no item 1.2).

Especificamente para o setor de O&G:

- Aumento no consumo de combustíveis/energéticos por habitante
- Aumento na produção de óleo e gás no Brasil
- Crescimento das pressões da sociedade para proteção ambiental
- Aumento das parcerias entre agentes do setor
- Presença importante da Petrobrás nos principais elos da cadeia

São previstas melhorias incrementais (não radicais) nas tecnologias em uso.

Estabelecidas estas invariantes, as principais incertezas foram analisadas e grupadas e quatro cenários selecionados.

Neste resumo, interessa-nos considerar as implicações dos cenários para a P&D necessária, no setor O&G; lembrando novamente que como os cenários são de curto prazo (10 anos) eles não captam, neste sentido, as necessidades de P&D que seriam evidenciadas com cenários mais longos (20-30 anos) e que implicariam em ações a curto prazo.

Dois cenários (A e C) consideram forte crescimento econômico mundial, com preços do petróleo em alta (teto da OPEP). Diferem entre si pelo modelo de desenvolvimento no país:

Cenário A: consolidação de abertura de mercado gradual no setor, com grandes projetos envolvendo parcerias público-privado; e ênfase no desenvolvimento/uso de fontes nacionais de energia.

Forte expansão no gás natural até 2010 (atingindo 10%); crescimento modesto em etanol e GNV.

Aumento substancial na produção de O&G; melhor qualidade dos combustíveis. Petróleo reduz a participação (2%) na matriz energética (2010).

Cenário C: crescimento planejado e fortalecimento da indústria nacional de O&G; forte participação estatal direta na energia, ênfase na produção com fontes nacionais, priorizando alternativas (gás, etanol)

Há grande expansão em etanol, bio-diesel, eólica, solar.

Há expansão moderada no gás natural (atingindo 7%) principalmente para eletricidade.

O **Cenário B** corresponde a uma situação internacional de instabilidade política, barreiras comerciais, e crescimento moderado da economia. Os preços de petróleo são ligeiramente ascendentes.

No Brasil há uma aceleração de abertura (liberalização do mercado), inclusive na área de O&G, com regras claras. As exigências ambientais não são suficientemente acompanhadas pela fiscalização.

O gás natural tem crescimento moderado (atingindo 8% em 2010); há pequeno aumento no etanol carburante e pouco em alternativas.

O petróleo reduz pouco sua participação na matriz energética (menos 1%, em 2010).

O **Cenário D** é caracterizado no nível internacional, por conflitos, protecionismo e baixo crescimento; preços de petróleo têm tendência declinante, mas instável.

No Brasil há baixo crescimento da economia e o processo de abertura do mercado (setor de energia) é interrompido; há pequeno desenvolvimento da indústria de O&G. Há forte presença do Estado no setor e busca-se fontes alternativas internas (inclusive etanol). O uso de gás natural chega apenas a 5% (2010).

O uso de etanol (mistura, hidratado) e das alternativas (eólica, solar) não cresce muito porque toda a economia está estagnada; o crescimento de GNV é mínimo. O petróleo mantém sua participação relativa na matriz.

3.1.1.4 Tendências, desafios tecnológicos e principais tecnologias a serem consideradas no setor, para o Brasil (99)

Este item foi preparado no âmbito do Projeto Tendências (99), e representa a visão, hoje, das necessidades de P&D nas etapas: Exploração e produção de óleo; Refino de óleo; Gás Natural; Meio Ambiente e Segurança.

Exploração e produção de óleo -Tendências Estudos prospectivos indicam um crescimento do consumo de óleo de 2% ao ano nas próximas décadas e a OPEP deverá atender a maior parte deste aumento. Os países da OPEP são responsáveis por mais de 41% da produção mundial de óleo e detêm mais de 74% das reservas provadas mundiais.

Estudos motivados pela necessidade de novas descobertas indicam as bacias sedimentares em águas profundas como as mais atrativas para o setor nos próximos anos. A costa oeste da África, o Golfo do México e o Brasil são os mais promissores.

O Brasil está próximo de atingir níveis de produção de óleo suficientes para atender à demanda interna: produz hoje cerca de 1,6 milhões de barris diários de óleo e sua demanda atinge 1,8 milhões. As previsões indicam que em 2005 o país poderá já atingir o equilíbrio entre a demanda e a oferta interna de óleo. O Brasil produz cerca de 87% de seu óleo no mar e estudos confirmam que o crescimento da produção continuará a depender fortemente das bacias *offshore*.

Os investimentos planejados pela Petrobras para o segmento da exploração e produção, no Brasil, atingem a cerca de US\$ 16 bilhões no período 2002-2006.

Desafios Tecnológicos e Tecnologias Principais – Exploração - Os desafios na área de exploração consistem em aumentar a confiabilidade da previsão de ocorrência de novos reservatórios e a redução de custos da descoberta de reservatórios de petróleo e gás natural em bacias *onshore* e *offshore*. A possibilidade de discriminação dos diferentes tipos de rocha ou, no caso de litologias similares, diferenciar parâmetros tais como porosidade, permeabilidade e tipo de fluido, introduzirá uma enorme redução dos custos exploratórios e de produção, aumentando, significativamente, a atratividade dos projetos.

Na predição de novas acumulações de petróleo, os grandes avanços tecnológicos continuarão a estar concentrados no método sísmico de reflexão, utilizando-se novos parâmetros e equipamentos.

Com a evolução da perfilagem dos poços, utilizando-se de ferramentas de ressonância magnética e de imageamento elétrico ou acústico, as jazidas serão melhor avaliadas e o resultado mais precisamente aplicado aos estudos.

Dentre as tecnologias para aperfeiçoamento do grau de acerto nas investigações de campos de petróleo, evidenciam-se:

- Sismologia de Poços – aumento do distanciamento da fonte sísmica, do receptor sísmico, ou de ambos: de poços de até 3.300m para até 6.600m
- Geofísica de Poços (Perfilagem) – tecnologia em contínua evolução, destacam-se as ferramentas de ressonância magnética, e perfis de imagens de poço utilizando som
- Geofísica – Sísmica de Reflexão 4-C – permite discriminar diferentes tipos de rocha ou parâmetros tais como porosidade, permeabilidade e tipo de fluido.
- Imagens de Satélite – detectar manchas de óleo, eventualmente provenientes de exsudações do fundo do mar
- Interpretação Sísmica – tecnologia da realidade virtual, para melhor interação dos dados geofísicos com dados geológicos e com modelagens dos reservatórios.

Águas Profundas - Em virtude das características geológicas nacionais, as maiores perspectivas de descobertas de reservatórios de porte situam-se no mar, especialmente, em águas profundas. No Brasil, a produção de petróleo já atingiu 1.853 m de lâmina d'água (Campo de Roncador – Petrobrás), e já concluiu a perfuração de um poço (RJS-543) à profundidade de 2.777 m.

A meta de se produzir petróleo em lâmina de 3.000m exigirá adequações e inovações tecnológicas importantes.

Dentro da opção de utilização de completação submarina de poços, empregando-se Árvore de Natal Molhada, e Sistemas de Produção Flutuantes (Semi-Submersível ou Navios), destacam-se os seguintes projetos ou pontos críticos, para desenvolvimento tecnológico:

- Linhas e *Risers* Flexíveis e Umbilicais Eletro-Hidráulico – desenvolvimento de novos materiais, novas concepções, componentes, acessórios e procedimentos de instalação;
- Sistemas híbridos (flexíveis e rígidos) de Linhas de produção;
- *Riser* Rígido em Catenária – como o instalado com sucesso no Campo de Marlim (Petrobrás), em setembro de 98, em LDA de 910m
- Equipamentos Submarinos – adequação às profundidades requeridas dos componentes das Árvores de Natal Molhada, Atuadores Compartilhados de Manifolds, facilidades para operações com Pigs, etc;
- Equipamentos não sensíveis à lâmina d'água- Árvores de Natal elétrica e Manifolds com válvula elétricas;
- Técnicas de Perfuração – emprego de perfuração sub-balanceada (*underbalance*) como método de controle de dano à formação; perfuração com jatos de alta pressão; perfuração de poços delgados (*slender wells*), ou com capacidade de atingirem objetivos mais distantes (*extended reach wells*); poços multilaterais, radiais, e ramificados; técnicas de *Coiled tubing*; poços horizontais e poços em áreas de alta temperatura e pressão;
- Completção – completção seca e molhada para poços de longo alcance, multilaterais e de trajetória complexa, completção inteligente de poços;
- Sistemas de Separação Submarina – separação das fase líquido-gasosa através de equipamentos colocados no solo marinho, e o mais próximo possível dos poços, com os objetivos de incrementar a produção e diminuir o peso sobre a unidade de processo;
- Bombeio Centrífugo Submerso Submarino – adequação das tecnologias desenvolvidas em parcerias com fabricantes dos equipamentos e das interfaces;
- Sistema de Bombeamento Multifásico – consolidação e aperfeiçoamento das concepções e dos protótipos, até aqui desenvolvidos;
- Técnicas de *gas lift* com alta pressão de operação;
- Garantia de escoamento de petróleos pesados;

- Cascos e Sistemas de Ancoragem – adequação e desenvolvimento de tecnologias e materiais para grandes profundidades, para unidades de perfuração, produção e navios de estocagem e alívio; ancoragem de raio ultra curto.

Dentro da opção tecnológica para produção de petróleo, através de Completação Seca (Árvores de Natal na Superfície), os sistemas mais em evidência são a *Spar Buoy* e *Tension Leg Platform* (Plataforma de Pernas Atirantadas) além de outras concepções similares, projetadas para LDA da ordem de 1.200m, ficando o desafio para serem projetadas para profundidades maiores, assim como os seus *risers* de perfuração e produção.

Recuperação avançada de petróleo - Da quantidade de petróleo existente nos reservatórios, apenas uma pequena fração consegue, na prática, ser retirada, o que faz com que a maior parte do óleo encontrado permaneça no interior do reservatório. Uma conjugação de fatores pode explicar esta ocorrência, como características da rocha reservatório e do petróleo, mecanismos de produção prevaletentes, arcabouço estrutural e eficiência dos métodos de recuperação secundária ou terciária empregados.

O desenvolvimento de tecnologias que permitam extrair mais petróleo residual aumentará a rentabilidade dos campos petrolíferos e estenderá sua vida útil. Nos últimos anos diversos projetos foram implementados no Brasil. As principais tecnologias em desenvolvimento são:

- Melhoramento na Eficiência de Injeção de Água – considerando os recentes avanços na caracterização de reservatórios, tecnologia de poço e incremento na recuperação de óleo;
- Caracterização Avançada de Reservatório – desenvolvimento e integração de um grupo de ferramentas de caracterização, cobrindo um conjunto completo de variáveis de reservatório e contribuindo para o desenvolvimento dos campos;
- Controle da Água Produzida – otimização dos processos de produção simultânea de água/óleo, com ênfase no fenômeno de produção anormal de água;
- Recuperação de Óleo Pesado – revisão da aplicação de injeção de vapor, através da caracterização e do estudo de métodos alternativos para recuperação de óleo pesado, como perfuração de poços horizontais ou diminuição da malha dos poços;
- Precipitação de Parafina no Reservatório – investigação da precipitação de parafina em reservatórios de baixa temperatura, como uma possível causa da diminuição de recuperação;

- Precipitação de Asfalteno no Reservatório – investigação do comportamento de asfalteno, como causa da queda de pressão no reservatório e seu efeito na recuperação de óleo;
- Reservatórios Carbonático de Baixa Permeabilidade – plano de desenvolvimento para campos com reservatórios carbonático, empregando-se estimulação em poços horizontais e poços multilaterais;

Outros desenvolvimentos devem ser citados:

- Recuperação de Óleo Pesado em Campos *Offshore* – extensão das tecnologias empregadas em campos *onshore*;
- Técnicas de Injeção alternada de água e gás;
- Injeção de CO₂, miscível e imiscível;
- Modelo para Reinjeção e Descarte de Água Produzida – desenvolvimento de ferramentas computacionais, modelos geológico e físico para o estudo de reinjeção e descarte de água produzida, em reservatórios de petróleo;
- Tecnologia para Monitoramento Sísmico para Reservatórios de Água Profundas – avaliação de tecnologia sísmica, modelagem e processamento, aplicado para reservatórios de águas profundas;
- Alternativas para Injeção de Gás Natural – pesquisa para substituição de gás natural, utilizado na injeção em reservatórios, para recuperação secundária.

Refino de Óleo - Cerca de 45% de todo o óleo produzido no mundo é comercializado entre países; mas a comercialização de derivados, como a gasolina, o diesel e a nafta, é muito menor (cerca de 13% dos derivados são comercializados entre países). Normalmente os países desenvolvidos mantêm uma produção interna de derivados para atender a, pelo menos, 80% da demanda interna. A capacidade instalada mundial de refino, hoje em dia, é um pouco superior à demanda.

O Brasil atualmente tem seu parque de refino produzindo cerca de 1,6 milhões de barris diários de derivados, importando cerca de 300 mil barris diários (17% da demanda) para cobrir os 1,9 milhões de barris demandados. Esta é uma situação inteiramente nova. No passado, tínhamos um parque de refino instalado capaz de atender às necessidades de derivados, e dependíamos de consideráveis volumes de importação de óleo cru. Em futuro próximo, poderemos atingir a auto-suficiência na produção de óleo cru, mas teremos um déficit na produção doméstica de derivados, estimada em 800 mil barris diários em 2010, caso novas refinarias não sejam construídas no país. Deve-se observar que os derivados têm maior valor agregado que o óleo cru e, portanto, um preço unitário maior, pressionando assim os futuros balanços comerciais do Brasil.

Refinarias são investimentos vultosos, na faixa de US\$ 1 a 1,5 bilhões, e no momento as margens de lucro na atividade do refino são muito reduzidas e, algumas vezes, até negativas. A Petrobras planeja investimentos da ordem de US\$ 5 bilhões no segmento do refino no período de 2002-2006. Entretanto o foco é a adequação da qualidade e o aumento do valor agregado dos derivados e não a ampliação expressiva dos volumes de produção de derivados de suas refinarias.

Desafios tecnológicos e tecnologias principais -Considerando a crescente demanda da sociedade por produtos de melhor qualidade e as condicionantes ambientais, identificam-se como prioridades na área o desenvolvimento de produtos com maior qualidade, maior valor agregado e a redução de custos no que tange ao refino de petróleo, especialmente os nacionais.

Óleos Pesados

- Processamento de crus pesados através da operação integrada de diversas unidades de conversão profunda.
- Desenvolvimento de tecnologias destinadas a aperfeiçoar a conversão profunda de óleos pesados (craqueamento, hidrotreatamento, reforma, coqueamento, etc.)
- Desenvolvimento de novas tecnologias destinadas à conversão de óleos pesados tais como métodos biológicos.
- Desenvolvimento de tecnologias destinadas a facilitar o escoamento de crus pesados.

Qualidade de Derivados

- Desenvolvimento de processos, insumos, materiais e equipamentos destinados a obtenção de gasolina e diesel com baixos teores (50ppm) e ultra-baixos teores de enxofre (10-15ppm), tais como:
- Hidrotreatamentos;
- Hidrocraqueamento catalítico;
- Aplicação de tecnologias gas-to-liquids – GTL para desenvolvimento de derivados adequados às futuras especificações de combustíveis.
- Uso de reatores catalíticos multifuncionais para melhoria da qualidade de derivados produzidos em plantas existentes (craqueamento, reforma).
- Uso de redes neurais para a previsão do comportamento de processos de hidrotreatamento, controle de vazamento de dutos, etc.
- Desenvolvimento de biocombustíveis competitivos com os derivados de petróleo.

Integração

- Integração de plantas de refino com plantas petroquímicas e plantas geradoras de energia elétrica visando a otimização energética, otimização de fluxos e processos, redução de custos, redução de emissões, etc..
- Uso de processos petroquímicos para produção de derivados de maior valor agregado.

Gás Natural - Atualmente no Brasil, o gás natural é responsável por cerca de 3% da produção de energia primária, enquanto o petróleo é responsável por 34%. A política energética nacional prevê o uso de 12% deste insumo na matriz energética brasileira até 2010.

Benefícios técnicos, econômicos e ambientais são conhecidos, e são prioritários a redução de custos e o aumento do valor agregado aos derivados do gás natural.

Com reservas muito mais expressivas que o petróleo, o gás natural é apontado como uma alternativa energética importante para o futuro próximo.

Os grandes usuários de gás natural, no mundo, são as usinas termelétricas, termelétricas de cogeração, as grandes indústrias, setores de comércio, serviços e o setor domiciliar.

A conversão de gás natural em líquidos, *gas-to-liquids* – GTL, já alcança bons resultados técnicos, e sua viabilidade econômica aumenta; poderá viabilizar a produção em campos de gás isolados, ou substituir gasodutos longos, e outras aplicações, inclusive em plataformas *offshore*.

Desafios Tecnológicos para o Gás Natural - Há necessidade de tecnologias de equipamentos, produtos, sistemas e processos relacionados ao Gás Natural, destacando-se:

- Agregação de valor a derivados;
- Conversão para líquidos (*gas-to-liquids*); novos processos de conversão
- Transporte, distribuição e armazenamento do gás natural (segurança operacional, novos materiais e redução de custos);
- Metrologia do gás natural;
- Gargalos tecnológicos para ampliação de mercado;
- Aumento de eficiência na aplicação (equipamentos de uso final).

Meio Ambiente e Segurança - Controle da poluição (despejos, emissões e resíduos)

O controle envolve a reutilização, redução e tratamento/disposição final de despejos, emissões e resíduos das operações, desde a exploração, produção e refino e até à comercialização e distribuição de derivados. Envolve também a

produção de combustíveis e outros derivados mais "limpos" (menos poluentes); é aí incluído o controle e redução dos impactos globais (emissões de CO₂, por exemplo) e locais. Prioridades adotadas pela indústria de O&G internacional no que diz respeito a atividades de P&D voltadas para o meio ambiente, nas áreas de produção e refino, são:

- Tratamento e destino final de despejos líquidos (tais como água produzida resultante da produção de óleo, emulsões água-óleo e fluidos empregados na etapa de perfuração);
- Tratamento e destino final de resíduos sólidos (tais como materiais com incrustações de rádio-isótopos, lamas e cascalho resultantes de atividades de perfuração e catalisadores usados na etapa de refino)
- Controle de emissões (incluindo tecnologias de desulfurização e/ou hidro-refino de derivados e seqüestro de CO₂).

Gerenciamento de riscos e atendimento de acidentes ambientais - Óleo e gás natural são substâncias potencialmente perigosas, produzidas, refinadas, beneficiadas, e transportadas em ambientes variados como o mar aberto, a Amazônia, a região semi-árida do Nordeste, assim como áreas urbanas altamente densas. Estas atividades envolvem um elevado grau de risco, e grandes avanços nos sistemas preventivos de gestão de riscos e na sua integração com sistemas ligados à saúde e aos ecossistemas naturais têm sido obtidos.

Há necessidade do desenvolvimento contínuo de processos, produtos e serviços de caráter corretivos voltados para o atendimento de acidentes e outras situações de emergência. Prioridades adotadas pela indústria de O&G internacional para atividades de P&D são:

- Prevenção de acidentes ambientais envolvendo vazamentos de óleo, gás e derivados
- Atendimento e controle de situações de emergência
- Valoração de danos aos ambientes físico, biológico e sócio-econômico.

Recuperação de passivos ambientais - Tanto em função do desconhecimento dos efeitos de alguns impactos ambientais (e conseqüente falta de regulação) no início de suas atividades, há décadas, quanto pela alta complexidade tecnológica de algumas destas atividades, a indústria de O&G no mundo acumulou passivos ambientais cujo resgate demanda ainda um esforço tecnológico considerável; e ocorrem ainda acidentes ambientais que acabam por determinar novos passivos a serem resgatados.

Prioridades adotadas pela indústria de O&G internacional para P&D voltada para o meio ambiente são:

- Conhecimento da dinâmica de ecossistemas impactados pela indústria de O&G;
- Avaliação ecotoxicológica de óleos, derivados e efluentes nos diferentes ambientes;
- Recuperação de áreas contaminadas com destaque para as tecnologias de bio-remediação.

3.1.2 Carvão

As tecnologias para os usos futuros de carvão mineral (área de combustíveis, não somente termelétricas) passarão pela gasificação; considerações foram feitas no item 2.1.2, e em 3.1.

3.2 Energia renovável

3.2.1 Biomassa

3.2.1.1 Carvão Vegetal

Carvão vegetal tem sido um componente importante da matriz energética no Brasil; em 2000, 9% do carvão vegetal foi usado em residências (cocção) e 86% em indústrias, sendo a maior parte na produção de ferro gusa.

Em 1999 de 21,2 Mtep (~69.5 Mt) de lenha usada para energia no país, 7,8Mtep foram destinadas à produção de carvão vegetal, levando a cerca de 4,1Mtep em carvão (80% para a indústria de ferro e aço) (5).

As políticas para a redução de importação de coque e carvão mineral fizeram a produção de carvão vegetal crescer muito nos anos 80, atingindo o pico em 1989 (40% da produção de ferro gusa). Em seguida as facilidades para importação de coque e uma política ambiental severa de restrição ao uso de florestas nativas para carvão vegetal levaram a que apenas 25% do gusa utilizasse carvão vegetal em 1998.

As tendências nos últimos anos indicam que a produção a partir de florestas nativas (80% nos anos 80) caiu rapidamente para os limites legais de 10%: em 1997 atingiu 13% do carvão para a indústria do aço, e em 2002, 28% de todo o carvão vegetal. A tecnologia começou a evoluir dos tradicionais fornos “rabo quente” para fornalhas retangulares e processos muito mais eficientes estão sendo gradualmente adotados; o uso de florestas plantadas reduz os custos de transporte. Um grande interesse na siderurgia a carvão vegetal tem sido

renovado com as perspectivas do uso de “mecanismos de desenvolvimento limpo” para premiar a produção de “aço verde” (reduzindo as emissões de gases de efeito estufa). Buscam-se tecnologias mais “limpas” e eficientes, incluindo a utilização de sub-produtos (do alcatrão e dos gases efluentes).

Estima-se que a produção de gusa hoje (27 milhões t) necessitaria de 17,5 milhões t de carvão vegetal, com uma área plantada de 3,3 milhões de ha (88). As áreas previstas para desenvolvimento tecnológico, além das relativas à produção de biomassa, são:

- Processos avançados de carvoejamento; maior eficiência de conversão, menor custo
- Utilização integral dos subprodutos (alcatrão, gases).

3.2.1.2 Etanol da cana de açúcar

O desenvolvimento e implantação com sucesso do uso do etanol da cana de açúcar no Brasil, e paralelamente do etanol de milho nos EUA (últimos 20 anos).

Os ganhos ambientais na redução da poluição local com o uso de etanol em mistura com gasolina ou puro, e com a redução das emissões de GHG (etanol de cana); o fato do etanol de cana no Brasil atingir viabilidade econômica e o interesse em manter, mesmo com subsídios, o etanol de milho nos EUA; e o virtual banimento do MTBE como aditivo oxigenado levaram a um grande interesse, em vários países, no uso do etanol. Alguns vêm nisto uma forma mais aceitável de subsidio agrícola; outros (Japão, Suécia) abrem o seu mercado para importações. No hemisfério norte, em geral, acelera-se a busca do etanol por hidrólise de ligno-celulósicos (pela deficiência de açúcares a baixo custo).

Neste item analisamos o etanol de cana (Brasil) e no seguinte as perspectivas mundiais para o etanol de ligno-celulósicos, em desenvolvimento.

A indústria da cana no Brasil mantém o maior sistema de produção de energia comercial da biomassa, no mundo, através do etanol (substituindo cerca de 40% da gasolina) e do uso quase total do bagaço (equivalente a 11 milhões t de óleo) como combustível. Utiliza 0,8% da terra própria para agricultura, no Brasil. Depois de mais de vinte anos de uso em larga escala do etanol como combustível automotivo, o conhecimento adquirido sobre os impactos ambientais, sociais e econômicos do sistema agro-industrial permite analisar com certa segurança o ciclo completo e a sua sustentabilidade.

O Brasil produziu cerca de 300 milhões de toneladas de cana por ano, nos últimos anos (25% da produção mundial) em 5 milhões de ha, com concentração no Sudeste e Nordeste (~60% em S. Paulo). Há 50 mil produtores de cana e 308 unidades de processamento industrial, todas privadas, levando a 17,7 milhões de toneladas de açúcar (cerca de 50% para exportação) e 13,7 milhões de m³ etanol por ano (1998) (82).

Na maioria dos aspectos relevantes para a sustentabilidade a situação hoje é boa, e tende a melhorar; não se observam problemas que não possam ser resolvidos com tecnologias existentes.

- A relação output/input de energia (renovável/fóssil) é de 9,2, levando a um valor extraordinário de redução nas emissões de CO₂ (quase 20% de todas as emissões de combustíveis fósseis no Brasil) (84).
- O uso do etanol trouxe benefícios importantes na redução da poluição em centros urbanos; a eliminação total dos aditivos à base de Pb, reduções em SO_x e particulados (100% nos E-100, 22% nos E-22); reduções de 40 a 70% no CO (veículos antigos); emissões de VOCs (voláteis de combustíveis) com menor toxicidade e reatividade.
- O uso de fertilizantes minerais é menor que nas culturas de milho e soja; melhor gerenciamento do resíduo praticado hoje de resíduos (torta de filtro, vinhoto e alguma palha) pode levar ainda a uma substancial redução. O uso de pesticidas e herbicidas é relativamente baixo, mesmo em função dos programas de controle biológico.
- A geração de empregos é um ponto forte do setor, atingindo cerca de 1,5 milhões (diretos e indiretos). Há fortes diferenças regionais (85).

3.2.1.3 Custos de produção

A forte intervenção do governo no setor (açúcar e etanol) contou com subsídios e políticas de promoção do uso do etanol nos primeiros anos (1975 – 85). Esta intervenção foi eliminada durante a década de 90, e em 2000 o setor estava (no Centro-Sul) totalmente desregulamentado quanto a cotas de produção, preços e níveis de exportação (83).

Ganhos de produtividade, eficiência de conversão e gerenciamento adequado conduziram a indústria da cana, no Centro – Sul do Brasil, aos menores custos de produção de açúcar no mundo (86, 83, 87). As avaliações mais recentes (2001, atualizando dados e metodologia da FGV, 1997), referentes a usinas com bom desempenho, na região Centro – Sul, em condições de produção sustentável a longo prazo, indicam um custo de US\$ 0,18/litro de etanol hidratado (1\$ = 2,5 R\$). Como referência, o custo de produção de gasolina sem aditivos, com óleo a US\$ 25/barril, é de cerca de US\$0.21 / litro (11). A equivalência técnica hoje é de ~0,75 L gasolina / L etanol hidratado, ou ~1.0 L gasolina / L etanol anidro, em mistura.

A implementação de tecnologias existentes (e praticadas em parte das usinas) nos próximos seis anos pode levar a cerca de 13% e redução nos custos médios (82); novas tecnologias (aproveitamento melhor da biomassa para energia, uso de variedades transgênicas) podem continuar a tendência declinante de custos para o futuro.

Com excelente posição competitiva, o equilíbrio no atendimento aos três mercados (açúcar para exportação e mercado interno, e etanol combustível) e possivelmente um quarto (etanol para exportação) depende de variáveis como os preços do petróleo, a política de preços de combustíveis no Brasil, os preços do açúcar no mercado internacional, e a dimensão da safra de cana. É necessário desenvolver mecanismos para assegurar a oferta de etanol em níveis compatíveis com as políticas visando a participação prevista de carros a álcool e o nível de mistura de etanol na gasolina (87).

3.2.1.4 Desenvolvimento tecnológico

A cana de açúcar é cultivada em mais de 80 países; vários têm alguma instituição de P&D ou transferência de tecnologia como suporte. Além disto, alguns institutos e departamentos universitários (como na TUB, Alemanha; no Texas A&M, EUA) têm conduzido pesquisa industrial e agrônômica na cadeia produtiva de cana/beterraba.

Firmas de engenharia (como a IPRO, Alemanha) têm se destacado (área industrial) no desenvolvimento de sistemas/equipamentos específicos. Hoje podemos dizer que a África do Sul e Austrália são detentores, como Brasil, das melhores instituições de P&D (e transferência de tecnologia/serviços) específicos para cana de açúcar. Sem dúvida o Brasil é o líder em etanol, e hoje assume a liderança também na tecnologia de produção de cana.

Desde 1975, identificamos três fases na P&D no setor: ênfase em *produtividade*, entre 1975 e 1985, para atender aos aumentos de demanda (aumentos de capacidade nos sistemas de moagem e destilação; grandes ganhos na produtividade das fermentações; crescimento constante da produtividade agrícola). A partir de 1980, busca de maior *eficiência de conversão* (os melhores exemplos são os ganhos em rendimento fermentativo e extração). Por volta de 1985, o surgimento de ferramentas tecnológicas para o *gerenciamento* da produção agroindustrial passou a ter importância crescente (exemplos são os programas para otimização da reforma de canaviais; para o acompanhamento da safra; para o controle operacional de processos, controle mútuo e simulação dos balanços de massa e energia, etc).

No período de 25 anos desde 1975, os resultados dos avanços tecnológicos corresponderam a 33% de aumento no índice de toneladas de cana por área; 8% de aumento no teor de açúcar na cana e 14% de aumento na eficiência de conversão do açúcar na cana para produtos (açúcar e álcool) (87).

Os programas principais envolvem o Melhoramento genético da cana (CTC-Copersucar; RIDESA; IAC – Campinas); a área de produção de cana (entomologia e fitopatologia; operações agrícolas; gerenciamento agrícola); o processamento industrial (tecnologias de extração, fermentação e destilação;

produção e uso de energia; metodologia analítica; controle ambiental); e a segurança agro-industrial.

São considerados como importantes para desenvolvimento pelo menos os seguintes tópicos (82):

- **Melhoramento Genético de Cana**
Aumento da oferta de variedades “específicas” para várias regiões e ambiente de produção
Transformações genéticas da cana: completado o mapeamento genético (FAPESP/Copersucar) prosseguir com projetos de análise funcional (iniciados) Tecnologias para a produção em larga escala de mudas sadias (biofábricas)
- **Produção de Cana (Agronomia, Engenharia Agrícola)**
Desenvolvimento de técnicas e equipamentos para “agricultura de precisão” com cana de açúcar.
Novos sistemas de irrigação (complementar ou plena).
Tecnologias (cultivo, adubação, colheita) para produção de cana, sem queima.
Metodologia para uso de imagens de satélites na cultura da cana (identificação varietal; estimativas de produção, infestação de pragas, uso no auxílio a projetos de irrigação, etc).
Utilização mais eficiente de ferti-irrigação com vinhaça.
Redução de perdas em colheita mecânica; plantio mecanizado.
Materiais (especificação/inspeções) de uso em equipamentos agrícolas.
Melhorias e integração entre sistemas (softwares) para planejamento e controle (gerenciamento técnico) da produção de cana.
- **Processamento Industrial**
Automação: completar os sistemas locais e de supervisão; desenvolvimento de sensores/equipamentos; de controles operacionais “inteligentes”
Metodologia analítica: maior utilização de espectroscopia NIR para uso on-line na fábrica, e para cana.
Fermentação: maior “robustez” quanto a flutuações na qualidade da matéria prima.
Uso de novas técnicas de separação e concentração (membranas, troca iônica).
Desenvolvimento de produtos novos da sacarose (plásticos, solventes, amino-ácidos).
Desenvolvimento de tecnologias para a recuperação da palha a baixo custo (<US\$1./GJ) e tecnologias para produção de energia adicional nas usinas:
co-geração para energia elétrica;
hidrólise para produção de etanol;

tecnologias de redução do consumo interno de energia

Novos sistemas de extração: aperfeiçoamento dos processos de limpeza a seco da cana e extração hidrodinâmica.

- Ampliação dos Usos do Etanol
Reformadores de etanol para sistemas de pilhas a combustível
Uso de etanol em mistura com diesel em motores automotivos
Motores “flexíveis” (FFV) para uso de misturas álcool/gasolina.
Uso do etanol para bio-diesel

3.2.1.5 Produção de etanol por hidrólise de lignocelulósicos

Por várias décadas a hidrólise eficiente de material lignocelulósico e a fermentação dos açúcares para produzir etanol competitivamente têm sido um grande desafio. As rotas mais conhecidas são a hidrólise ácida e a enzimática.

O processo usando catálise por ácido já foi praticado desde a Segunda Guerra Mundial (várias plantas); processos catalisados por ácido diluído são ainda hoje usados na antiga União Soviética para produzir etanol e SPC assim como furfural, mas as baixas taxas de conversão da celulose e hemi-celulose (50-60% do teórico) os inviabilizam economicamente. O uso de ácidos concentrados traz a conversão para valores adequados, mas o custo de recuperação dos ácidos é muito alto. Estes processos operam em batelada.

Processos catalisados por enzimas são objeto de maior parte dos estudos hoje no mundo, em princípio por oferecerem maior potencial de redução de custos a médio/longo prazos (hoje os custos seriam equivalentes ao da hidrólise ácida) e por oferecerem menor potencial de dano ambiental. Há várias opções de processos em estudo hoje, mas nenhuma realmente comercial. Variáveis são:

- Pré-tratamento: batelada ou contínuo; explosão com vapor, ácido, ou alcalino.
- Enzima celulase; comprada ou produzida; absorvida ou não; termo-estável.
- Uso da lignina: queima para energia; conversão para produtos químicos.
- Micro-organismo para fermentação: *Saccharomyces*, *Zymomonas*, bacterias entéricas, outros.
- Configuração do processo: sacarificação e fermentação simultâneos ou não; conversão de celulose e hemicelulose, ou somente celulose (70).

A evolução das tecnologias estará brevemente na fase de testes de projetos “pioneiros”; nos próximos anos (2004-2005) quatro plantas iniciarão produção nos EUA, com capacidade de 10-20 milhões de galões/ano (duas com catálise por ácido diluído, uma com ácido concentrado; e uma enzimática) (70).

Os programas de pesquisa nos EUA visam reduzir substancialmente o custo das enzimas até 2005; mas reconhecidamente o maior fator custo do etanol é o custo da biomassa.

A enorme importância de ter processos econômicos de hidrólise está relacionada com a disponibilidade de material celulósico em grande quantidade na maioria das regiões do mundo, e no fato dos açúcares resultantes (hexosas e pentosas) serem matéria prima adequada não só para produção de etanol, mas de uma grande variedade de outros químicos. Também se busca valorizar a lignina residual.

Custos hoje para os processos enzimáticos seriam da ordem de US\$ 1,44/galão de etanol; as “melhores” previsões levariam a US\$1,07/galão em 2010, se for possível valorizar co-produtos (32-12).

As plantas com catálise ácida (a operar em 2004-2005) e as enzimáticas deverão buscar situações favoráveis (co-produção em fábricas de etanol de milho, por exemplo) nos EUA. Espera-se para 2020 atingir níveis de competitividade com gasolina (US\$ 0,80 galão) (71). Os dados acima são dos EUA (NREL) mas as mesmas tecnologias estão em investigação na Europa, também na fase de desenvolvimento (não comercial).

3.2.1.6 Tecnologias no Brasil

Para o Brasil, a importância de ter processos disponíveis é muito grande; como os custos de biomassa (resíduos da cana, ou madeira plantada, por exemplo) são os menores do mundo, a possibilidade de termos resultados viáveis é alta.

Pesquisa em hidrólise ácida (contínua) foi desenvolvida no Brasil em 1979, pela CODETEC (usando bagaço de cana) visando obter etanol e furfural; os trabalhos foram descontinuados depois de testes piloto com resultados promissores (72,73).

Em 1980, a tecnologia de catálise com ácido diluído foi empregada comercialmente no Brasil na COALBRA, em Minas Gerais; a fábrica operou por quatro anos, mas não conseguiu resolver problemas com o alto custo da madeira de fornecedores, a dificuldade de comercializar o furfural e de usar a lignina (75).

Houve trabalhos com certa descontinuidade na Universidade Federal do Paraná, e um estudo (agora em fase piloto) para hidrólise essencialmente de hemicelulose em lixo urbano (descrito na seção sobre lixo urbano, neste texto).

Um projeto utilizando solvente orgânico para extração da lignina, e ácido diluído, foi desenvolvido em piloto de laboratório pela Codistil e pelo Centro de Tecnologia Copersucar, nos últimos anos; uma planta piloto anexa a uma usina de açúcar está em fase de construção, para teste do processo . (74)

É muito recomendável buscar reunir grupos brasileiros que possam trabalhar no desenvolvimento das tecnologias (ácida, enzimática, solvente orgânico) tendo em vista o potencial de matéria prima a baixo custo disponível no país.

3.2.1.7 Biodiesel

O uso de óleos vegetais em motores diesel tem sido testado desde o surgimento do motor diesel, no final do século 19. Durante o século 20 (segunda guerra mundial; choques de abastecimento de petróleo), o assunto voltou a ser tratado em diversas situações. Inicialmente testando óleos vegetais puros, as dificuldades com resíduos (gomas, depósitos de carbono) gradualmente levaram à investigação do uso de ésteres derivados de óleos vegetais, e estas tecnologias predominam até os dias de hoje. Estes ésteres, devido a suas propriedades, podem ser usados puros ou em misturas com o diesel, nesse caso não exigindo quaisquer modificações nos motores.

A produção mundial de óleos vegetais (cerca de 90 milhões de toneladas, 2001) (60) constitui uma base sólida para dar sustentação ao uso de biodiesel. Hoje, certamente, seus custos de produção são maiores que os do diesel, e programas devem valer-se inicialmente de subsídios. Desde 1990, o biodiesel (colza, girassol) é comercializado em vários países da Europa; os fabricantes de motores aceitam sem restrições o uso de até 5% em mistura com diesel nos motores convencionais (em vários casos, de até 30%). O consumo na Europa atingiu 427 mil t/ano em 2000, sendo 315 mil t na Alemanha, onde há 800 postos fornecendo o biodiesel puro (61). Metas de substituição de 5% do total do diesel já são estabelecidas em alguns países e, nos EUA, a produção já atinge patamares de 126 mil t / ano, sendo usada em frotas de ônibus urbanos..

As tecnologias para a produção dos ésteres têm evoluído nestas últimas décadas. A reação ainda é principalmente conduzida com metanol, mas há vários estudos com etanol como agente de transesterificação; a catálise alcalina é a mais utilizada, mas existem também as catálises ácidas e, em fase inicial, enzimática. Esta evolução “pragmática” poderá sofrer mudanças no futuro, principalmente em função de resultados de P&D nessa e noutras rotas alternativas.

As vantagens do uso do biodiesel são conhecidas, sendo as principais a redução dos níveis de emissão local (62) (enxofre, 98% e particulados, 50%; também de CO e HC, embora seja possível um aumento de 13% em NO_x), da poluição global (redução de 100% e 90% nas emissões em relação ao diesel, se usado etanol ou metanol na produção dos ésteres, respectivamente) e das importações de diesel (garantindo maior segurança no suprimento), além de um aumento na geração de empregos e na melhoria na qualidade do combustível (índice de cetano e lubricidade).

3.2.1.8 Situação da tecnologia no Brasil

No Brasil, ocorreu uma seqüência de testes e desenvolvimentos de certo modo análoga à internacional nas décadas de 70 e 80 (INT,IPT,CEPLAC); em 1983, a STI desenvolveu um projeto envolvendo testes de frotas com biodiesel (mais de 1 milhão de km rodados no total). Recentemente, novas iniciativas foram instaladas (plantas-piloto em Ilhéus e na COPPE), projetos de investigação foram conduzidos (tecnologia com óleo de soja na UFPR; novos catalisadores na UFRJ, IME, UFPR e UESC) e vários testes foram realizados em ônibus de frota cativa (Curitiba, PR) (81).

Em 2000, a ECOMAT (Mato Grosso) instalou planta para produção de um aditivo para estabilizar misturas etanol/diesel, e esta unidade apresenta capacidade e condições para produção de biodiesel de óleo de soja, tanto metílico quanto etílico (batelada).

A produção a partir da expansão do agronegócio da soja (hoje com capacidade ociosa de esmagamento), da abertura de novas fronteiras agrícolas e da implantação tecnologicamente mais avançada do dendê são pontos em consideração. O dendê vem aumentando sua participação, no nível mundial, entre os óleos vegetais e deverá ultrapassar a soja em até 2010 (31 milhões de t/ano); o Brasil é o país no mundo com a maior capacidade de expansão (disponibilidade de terras próprias para a cultura) (68). Nesse sentido, o Probioamazon (programa do MDA-MCT) planeja produzir 500.000 t/ano de dendê na Região Norte (60).

É razoável dizer que o Brasil apresenta grande potencial e nível tecnológico adequado para atuar neste mercado, embora muito ainda seja necessário para atingir bons níveis de competitividade com a Europa e os EUA.

3.2.1.9 Custos

Será necessário um grande esforço de desenvolvimento para reduzir os custos do biodiesel até níveis de “indiferença” com o diesel comercial, sem computar as externalidades (que são muito importantes: exemplo, a redução da poluição urbana). O exemplo do etanol de cana (que estava na mesma situação em 1980, mas que conseguiu em 20 anos atingir um custo de produção inferior ao da gasolina) nos dá indicações de que isto é possível, em prazos até mais curtos. Dados sobre custos sofrem ainda muita variação (principalmente em função do custo da matéria-prima, óleo vegetal, o qual é fator dominante).

Avaliação recente da ABIOVE (61) indica, para o caso específico do óleo de soja (planta de 400.000 t/ano; março 2002), um custo final de US\$ 0,33-0,38 por litro para produção em São Paulo, Paraná, ou no porto (éster etílico ou metílico), atingindo US\$ 0,77-0,83 para produção no Centro-Oeste.

Análise do IVIMG – COPPE (62), considerando vários outros óleos vegetais e óleo residual de fritura (planta de 400.000 t/ano, agosto 2002), indica os

seguintes custos de produção em US\$/litro: óleo de soja (0,47); óleo de mamona (0,80); óleo de fritura (0,25); sebo bovino (0,33); óleo de babaçu (0,72).

Um programa de médio prazo, sustentável economicamente, deve considerar como parâmetro de referência o custo de produção do diesel (sem impostos) de US\$ 0,24/litro.

3.2.1.10 Desenvolvimento esperado

O Probiodiesel (MCT), em fase final de elaboração, prevê a atuação em quatro áreas: especificações técnicas, garantia de qualidade e aspectos legais; viabilidade sócio-ambiental e competitividade técnica; viabilidade econômica (preços, tributos, incentivos, etc)

Há necessidade de uma forte atuação em tecnologia para reduzir custos, envolvendo desde a matéria prima (principal componente do custo: acima de 60%) até os processos de produção.

São pontos a considerar, além dos vistos no Probiodiesel:

- Matéria-prima: melhoramento de oleaginosas (soja, dendê) visando especificamente o óleo; no caso do dendê, seleção de variedades, processo de colheita, cultivo e extração
- Desenvolvimento de novos processos de transesterificação (catálise heterogênea e catálise enzimática, com lipases), com possibilidade de redução nos sub-produtos e custos de separação (67)
- Química do glicerol: usos do sub-produto
- Desenvolvimento da rota etílica (maiores reduções de CO₂).

3.2.1.11 Metanol de biomassa

A tecnologia de produção de metanol a partir de biomassa evoluiu muito nos últimos 20 anos, atingindo potencialmente maior eficiência de conversão e menores custos, mas o conceito de integração completa da gasificação, limpeza do gás e síntese do metanol não é ainda comercial (76). A tecnologia hoje (experimental) compreende a preparação da madeira (eucalipto, no Brasil) com picadores; a gasificação (várias tecnologias; ver 2.3.2); limpeza do gás de síntese e reforma para CO e H₂, ajustando a razão molar CO/H₂ para 2. O gás resultante é comprimido e, por catálise, produz o metanol. Água é removida por destilação.

Avanços para o futuro buscam a limpeza do gás a quente (reduzindo perdas de energia), a reforma catalítica auto-térmica (CAT) e produção direta na fase líquida.

No Brasil, a CESP investigou (no nível de planta piloto) a produção de metanol por gasificação de eucalipto na década de 80 (77). O processo utilizava

energia elétrica como fonte térmica; alguns problemas na gasificação impediram a evolução. Pelo custo, o eucalipto seria a matéria prima mais indicada no Brasil, hoje. Uma avaliação dos custos de produção com parâmetros atuais (Estado de São Paulo) e com avanços tecnológicos para o futuro (próximos 10 anos) foi feita recentemente (78). Para produtividade média de 22,4 t (matéria-seca)/ha.ano hoje, e 25 t/ha.ano (futuro), os custos de eucalipto seriam de 1,08 – 0,95 US\$/GJ, respectivamente. Estes custos, adicionados aos de logística, conversão e distribuição para as duas situações (hoje e futura) levam a custos finais de US\$ 12,78 e 9,95/GJ (metanol) respectivamente. Excluindo os custos de distribuição, seriam US\$ 9,68 e US\$ 6,85/GT (metanol).

É importante notar que, ao contrário do que ocorre na maioria dos sistemas de energia com base em biomassa, o custo da biomassa não é o fator principal no custo da energia final; aqui o custo do processamento é o mais alto.

Na situação estimada (para hoje), os custos de produção e transporte da madeira atingiram apenas 15% do custo total de produção de metanol (contra 60% de conversão e 24% da distribuição) (78). Isto indica o interesse no desenvolvimento da tecnologia para baixar os custos de conversão. Devemos notar que uma futura rota para produção de hidrogênio a partir de biomassa passaria por processos análogos (na maior parte, iguais) aos da rota para metanol. Em um horizonte mais afastado, se o uso do hidrogênio como vetor energético crescer como esperado, estes processos (baseados em gasificação) poderão ser muito importantes.

Estas avaliações iniciais de custos, e o potencial para biomassa no Brasil, recomendam aprofundar as investigações em processos de gasificação (para energia elétrica ou metanol), mesmo com as restrições ambientais ao metanol.

3.2.1.12 Resíduos sólidos urbanos

A pressão pela preservação do meio ambiente influenciou muito para o início da implantação de coleta seletiva de lixo, nos anos 80, e a reciclagem nos países desenvolvidos. As médias de lixo urbano nestes países correspondem a 1.77 kg/(hab.dia); a reciclagem contribui para reduzir as áreas de disposição e trazer algum valor agregado. Além disto reduz a energia necessária para a fabricação (papel: 3,5 MWh/t; plásticos: 5,3 MWh/t).

As tecnologias usualmente buscadas no mundo são a reciclagem (sempre parcial) e transformações (compostagem, produção de biogás, incineração). O uso da energia líquida gerada nestes processos pode ter magnitude importante.

A produção de biogás, com formação/adaptação adequada de aterros sanitários, está sendo promovida em larga escala inclusive para evitar a emissão de metano (estimada hoje em 20-60 milhões t/ano, no mundo). As tecnologias envolvem a preparação do aterro, coleta e tratamento do gás, limpeza do efluente, e o uso energético do gás (diretamente como gás de poder calorífico

médio, ou transportado em gasodutos). Geração direta de energia tem sido avaliada e praticada com motores (\$/kW: 1000-1300); < 1 MW); turbinas a gás (\$/kW: 1000-1700; > 3 MW); e ciclos a vapor (\$/kW: 2000-2500; > 8 MW) (63). O transporte em gasodutos em geral exigirá o aumento do poder calorífico (mistura) e volumes elevados (>110.000 m³/dia).

Os custos poderão ser reduzidos com a evolução das turbinas a gás (ver 2.1.1). Nos EUA, planeja-se recuperar para energia até 50% do metano de aterros sanitários; metas de curto prazo, no mundo, estimam a recuperação possível em 25 a 35%.

A incineração controlada (para evitar emissões de dioxinas e furanos) foi muito desenvolvida nos últimos anos e é comercial. Alguns processos são disponíveis, todos envolvendo uma segunda câmara de combustão (alta temperatura: 1000-1250 C, com excesso de oxigênio). O Japão incinera 100% do material orgânico do lixo urbano; a Suíça 80%, e muitos outros países (inclusive os EUA) estão avançando rapidamente no uso.

Um desenvolvimento recente (última década) foi a compostagem sólida com micro-organismos termofílicos levando a energia e adubo. O processo (DRANCO) tem 10 plantas nos EUA e duas (em instalação) no Brasil.

3.2.1.13 A situação no Brasil

O IBGE (64) estima em 45 milhões t/ano o lixo urbano no Brasil (2000); se 35% forem próprios para reciclagem, o restante seria capaz de gerar 142 TWh de energia elétrica (40% do consumo nacional) (65). Mesmo uma fração pequena deste valor, se realizável economicamente, seria motivo de interesse.

Por outro lado, avaliações da CETESB indicam que há poucos aterros sanitários (dos 153 existentes) em condições de aproveitamento energético do biogás. Estima-se que a recuperação possível seria, em longo prazo, de 25-30% do metano.

Das tecnologias discutidas, a incineração e o uso do biogás de aterros são comprovadas, comerciais, e a transferência para o país teria alguns itens (como as fornalhas na incineração) ainda sem domínio entre nós. Da mesma forma a tecnologia de compostagem sólida (DRANCO).

Há uma tecnologia em fase de desenvolvimento no Brasil, para uso com biomassa em geral, que se propõe para processar a fração orgânica do lixo; essencialmente, é uma pré-hidrólise ácida “leve”, hidrolisando a hemicelulose (destinada a produção de furfural) e deixando a mistura celulose/lignina para compactação e uso como combustível. Patentada em 1999, está em fase de testes em piloto de 1m³ (32-6); (66).

Os custos previstos em uma análise feita pela COPPE (65) ficaram na região de US\$43-46/MWh para incineração, geração com biogás ou com a

compostagem sólida (valores comparáveis com a geração a gás natural, hoje estimada em US\$ 43,3/MWh). Os valores indicados para o processo em desenvolvimento (pré-hidrólise) são menores, mas a incerteza ainda é muito grande.

Os custos são fortemente dependentes, como esperado, do capital investido (não do combustível); a máxima geração de energia é obtida por incineração.

Tecnologias: desenvolvimento necessário (65)

- Os usos de biogás deverão ser beneficiados pelos desenvolvimentos em pequenas turbinas a gás.
- Análise da produção de gás de sínteses da mistura CH₄/CO₂ (gás de lixo)
- Avaliar os resíduos de metais pesados na tecnologia de compostagem sólida
- Desenvolvimento nacional de formas adequadas para a incineração do lixo (apropriação da tecnologia)
- Desenvolvimento da tecnologia para “celulignina” especificamente para o lixo: acompanhar a evolução.

3.2.2 Energia Solar: aquecimento a baixas temperaturas

São tecnologias comerciais em todo o mundo; as principais aplicações estão no aquecimento de água (doméstico e, em menor escala, industrial); e em processos de secagem e refrigeração (absorção). As tecnologias utilizam, em sua maior parte, coletores solares planos fechados ($T < 60^{\circ}\text{C}$); coletores abertos (sem cobertura) são usados em menor escala ($T < 30^{\circ}\text{C}$).

A capacidade instalada no mundo (1998) era de 18 GW (t), correspondendo a 30 milhões m² de coletores; com fatores de capacidade médios de 8 a 20%, a energia produzida é estimada em 14 TWh (t). Investimentos estão entre US\$ 560 – 1700 / kW, e custos finais de energia de US\$ 0,03 – 0,20/kWh. Avanços tecnológicos poderão trazer os custos para 0,02 ou 0,03 – 0,10 US\$/kWh (16). Valores para o Brasil são vistos abaixo.

O uso no mundo tem crescido 8% ao ano (1993-1998). Os EUA usavam em 1999 8,9 milhões m² coletores; o Japão 6,5, a Europa 1,7. Nos EUA 80% das vendas (2000) são para o setor residencial; nos sistemas novos, 94% para aquecimento de piscinas.

Israel tinha (2000) 80% das residências com aquecedores solares, com planos de atingir 100% em 2020.

3.2.2.1 Uso e tecnologia no Brasil

O Brasil (2000) tinha cerca de 0,24 milhões m² coletores instalados; este número cresceu significativamente em 2001-2002, atingindo 1,5 milhão m² em dezembro, 2001 (79). Cerca de 80% são para uso residencial; a maioria por convecção natural, coletores fechados (1 cobertura de vidro). Uma característica da tecnologia no Brasil é o uso de sistemas coletores em prédios de apartamentos; há mais de 800, em Belo Horizonte (69). A ABRAVA estima em 750 mil m²/ano a capacidade nacional de produção, bem superior às vendas em 2000. Houve evolução (manufatura) reduzindo custos para US\$ 150/m² (sistema residencial, completo) em 2002.

Outra avaliação (79) indica, com base em valores médios de radiação e eficiência, cerca de 2,4 kWh/(m².dia) de energia útil. O custo da instalação (unidade de 2m², reservatório de 200 L) atinge valores de R\$ 880. (conjuntos habitacionais com financiamento, Nordeste) até R\$ 1200. (varejo, Sudeste). Custos finais de energia ficam entre US\$0,02 – 0,10 /kWh, com o câmbio a 1US\$ = 4R\$.

O avanço do uso nos dois últimos anos, e o grande número de pequenas empresas (geralmente para mercados locais) enfatizam a necessidade do Programa Brasileiro de Etiquetagem de coletores solares planos (INMETRO, com suporte da PUC-MG e IPT-SP), em fase de instalação, visando certificar coletores solares (eficiência, produção e durabilidade) e reservatórios térmicos. O setor tem potencial para enorme desenvolvimento no Brasil, com reflexos muito positivos no perfil de consumo de energia elétrica (água para banho), e criação de empregos. O desenvolvimento da tecnologia compreenderá (69):

- 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.

4 Tecnologias de interface e complementares

4.1 Transmissão / distribuição de energia elétrica

As funções de transmissão e distribuição de energia ficarão cada vez mais complexas, principalmente como resultado de:

- demandas de “economia digital” (qualidade; confiabilidade, precisão)
- a entrada em larga escala de geração distribuída “moderna” e auto-geração
- a saturação dos sistemas de distribuição e transmissão existentes (89).

Sem investimentos consideráveis a confiabilidade será reduzida, levando a grandes perdas. Esta análise feita para os EUA (1999), é totalmente válida para o Brasil.

Nos últimos 10 anos, nos EUA, as transações de volumes de energia (bulk power) na rede aumentaram quatro vezes; conseqüências foram “apagões” com altíssimo custo (só um deles, estimado em US\$ 1 bilhão). Por outro lado, houve queda nas adições de capacidade do sistema de transmissão (redução de 40%, de 1985-90 para 90-95). Nos EUA o sistema de transmissão envolve 4 regiões, com 670 mil milhas de linhas >22 kV; a sua re-estruturação é necessária para acomodar o enorme crescimento de geração distribuída (principalmente com GN). Estima-se que esta “competição” vá reduzir custos para o consumidor em US\$ 25 bilhões/ano. Um “apagão” nacional de 1 dia custaria US\$ 25 bilhões, nos EUA; estima-se em US\$ 10-15 bilhões/ano o custo das falhas dos sistemas, na América Latina (89).

A implementação de “novos sistemas” tem sido de certa forma atrasada em parte por falta de definição dos papéis dos setores público/privado e dono/operador (89).

No entanto, os desenvolvimentos tecnológicos estão em curso. No mundo podemos ver, resumidamente:

Tecnologias para 2010 (89) - Mesmo com o grande aumento nas transações, considera-se possível até 2010 desenvolver uma rede unificada com transmissão controlada digitalmente, para todo o país (nos EUA). Isto exige a implantação de novas tecnologias.

A base será um melhor sistema supervisorio sobre uma estrutura de cabos subterrâneos para alta temperatura (HTS) e cabos de polímeros “avançados”; controles eletrônicos de fluxos de potência proporcionarão o uso de fontes mais distantes, com maior flexibilidade. Haverá aumento de transmissão/distribuição subterrâneas e melhor equilíbrio entre AC e DC.

As tecnologias críticas são:

- FACTS (Flexible AC Transmission Systems): sistemas de controles com reação quase instantânea às perturbações: maior confiabilidade, maior capacidade de transmissão. Estão ficando comerciais hoje (20 anos de P&D) em várias versões (\$250 – 450/kW em 20 MW). Grandes avanços são esperados na redução de custos (novos materiais semicondutores).
- HTS (materiais semicondutores a alta temperatura) são esperados em larga escala, comercialmente, em 2010. Há ainda desenvolvimento/demonstração a serem feitos nos próximos anos (reduzir custos de instalação subterrânea; uso de sistemas criogênicos no resfriamento).
- Cabos poliméricos convencionais com maior resistência a condições de sobrecarga: demonstração hoje, comercialização em 2010.
- Análise e controles “On-line”: primeiro WAMS (sistema de gerenciamento para grandes áreas) usando satélites na comunicação, está sendo testado agora (rede oeste, EUA).
- Armazenagem de energia (para grandes volumes): hoje, somente bombeamento (hidráulico) e CAES (ar-comprimido) são vistos como viáveis no médio prazo. Hidrogênio é visto como armazenador/transportador de energia, a longo prazo (várias décadas).

Tecnologias para 2020 (89) - Demandas específicas para energia com alta qualidade (“premium power”) serão constantes em 2020 (em parte, demandas de “economia digital”). Três áreas de desenvolvimento deverão ser aceleradas para isto:

- Automação na distribuição (2005)
- Controles eletrônicos de potência (para sistemas de distribuição) específicos (proteção consumidor/rede)
- Várias tecnologias de geração/armazenamento para aplicações distribuídas.

Um grande aumento em geração distribuída (usando várias tecnologias) deverá ocorrer; em vários casos, operação em co-geração promovendo maior eficiência. São sistemas com potencial para maior confiabilidade, qualidade, flexibilidade e menor custo; incluem células a combustível, PV, microturbinas, motores de combustão interna e ciclos combinados. Por exemplo, as “novas” microturbinas estarão comerciais (EUA) em 2003 (<10 kW); há um mercado potencial de 20 GW (até 2010).

Outra tecnologia é para “micro-redes” DC, em sistemas de distribuição; até 2005, a tecnologia de conversão AC/DC poderá ser economicamente viável para facilitar a distribuição (“micro-escala”) em DC.

Consórcios (EPRI, concessionárias, fabricantes) têm investido nestas tecnologias para as “redes do futuro” em seus vários aspectos (equipamentos, sistemas, monitoramento e controle) (90).

4.1.1.1 O sistema de transmissão no Brasil

O sistema interligado nacional (SIN) reúne empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte. Em 2001, somente 3,4% da capacidade de produção no Brasil estava fora do SIN (regiões isoladas). No final de 2000 o SIN operava com 70.000 km de linhas >230 kV; sua operação no período de racionamento proporcionou a transferência de energia das regiões Sul e Norte para Sudeste e Nordeste. Em 2001, o sistema atendeu a 330.000GWh.

O SIN tem planejamento (parte em execução) de aumento de capacidade em várias linhas, no período 2001-2003. Para 2002 a rede de transmissão deverá atingir 73,3 mil km (6).

É muito importante considerar os sistemas isolados, ainda que correspondam a uma fração relativamente pequena da energia; o seu desenvolvimento deve ser empreendido, considerando os avanços das tecnologias adequadas (algumas estão descritas no item “geração distribuída”) e as características regionais.

Desenvolvimento de tecnologia para o Brasil - Em transmissão e distribuição, temos sido fortemente dependentes dos avanços tecnológicos no exterior. Há vários casos onde tecnologias de fora são inadequadas (questões sócio-econômicas) em partes do país. Torna-se muito importante uma forte interação do setor produtivo com setores nacionais capacitados para P&D no estabelecimento de programas de interesse (97).

Tem havido algum esforço de desenvolvimento nacional (em início), podendo ser citado o trabalho em dispositivos para monitoramento de linhas visando aumento da capacidade (UFSC e ONS); estudos iniciais em FACTS (UFJF); e pesquisa inicial em tecnologia de transmissão LPNE, entre outras. (90).

Para os próximos dez anos, as tecnologias que deverão impor-se são as mencionadas para o mercado internacional: materiais com melhor condutividade; compactação de componentes da rede; segurança no uso final de eletricidade; e melhores (mais eficientes) dispositivos para armazenamento. A maior flexibilidade exigida da transmissão / distribuição implicará em tecnologias de CC e eletrônica de potência; materiais poliméricos, e HTS, serão introduzidos comercialmente. Controles com FACTS, sistemas de proteção de equipamentos de uso final automáticos (operação e ambiente), e redes de informação / controle distribuída, integrarão os sistemas (97).

A geração distribuída de energia deverá crescer muito e sistemas híbridos de armazenamento (baterias, células) também estarão distribuídos localmente.

Alguns tópicos sugeridos como relevantes para P&D no Brasil são (97):

- Tecnologias de redes (estrutura, materiais, equipamentos, etc)
- Re-capacitação das linhas de transmissão (inclusive compactação da distribuição dos condutores, (101)).
- Automação, supervisão, controle
- Equipamentos e Materiais (proteção, transformação, operação, manutenção)
- Tecnologias para medição e tarifação
- Qualidade da energia
- Geração distribuída (tecnologias; potenciais; interligação)
- Modelos para representação das cargas no sistema elétrico brasileiro
- Meio Ambiente e responsabilidade social (impactos e mitigação)
- Supercondutores

4.2 Geração Distribuída de energia elétrica

Várias tecnologias para 1 kW – 15 MW podem tornar-se vantajosas: menor capital, menos perda e investimento com transmissão, em alguns casos com possibilidades de co-geração. Podem ser particularmente importantes no Brasil, onde há carência de maior infra-estrutura para transmissão de energia elétrica e gás natural. Os problemas naturais são a integração, interconexão, confiabilidade, proteção dos sistemas e segurança.

Podem ser de grande importância para os sistemas isolados, no seu desenvolvimento.

4.2.1 Pequenas turbinas a Gás (1-25 MW)

Há dois tipos de sistemas comerciais hoje, e grande esforço no desenvolvimento para maior eficiência; participam vários fabricantes tradicionais de turbinas industriais. A rota é análoga à seguida para turbinas maiores: recuperação, inter-resfriamento, materiais para maiores temperaturas.

Hoje: 30-50 MW, recuperação e inter-resfriamento: $\eta=42\%$

Metas para 2010: sistemas com inter-resfriamento e re-aquecimento, $\eta=60\%$.

4.2.2 Células a combustível

Há seis tecnologias mais destacadas em desenvolvimento, para potências até 200 kW. O custo ainda é um problema importante; as expectativas são (14):

PACF Comerciais (>200 unidades, 50-200 kW; $\eta=40\%$)

MCFC Desenvolvimento; (0,5-1 MW; $\eta=55\%$; durabilidade em testes)
Espera-se comercialização em 2015-2020

PEM	Desenvolvimento (5-250 kW; $\eta=40\%$) 2020: comerciais (1-5 kW; $\eta=50\%$; < US\$250./kW) 2030: comerciais; espera-se $\eta=60\%$.
SOFC	Desenvolvimento, pré-comercial (25-100 kW; $\eta=45\%$) 2020: 5 kW, $\eta=50\%$; < US\$700./kW
PCFC	Desenvolvimento básico; em laboratório, $\eta=60\%$ Dificuldades com materiais 2020: ainda em demonstração; $\eta=60\%$
AFC	Desenvolvida para aplicações espaciais; necessita H ₂ puro Dependerá do custo do H ₂

Uma descrição detalhada destas tecnologias pode ser vista em (93).

Na avaliação das tecnologias são consideradas as plantas completas (gerador/reformador para hidrogênio; a célula; a eletrônica de potência, e os sistemas de integração e controle).

Tecnologia e mercados no mundo - A retomada no interesse em células a combustível ocorreu na década de 90, em função principalmente da busca de sistemas automotivos com baixa emissão de gases de efeito estufa. Destacou-se neste contexto a Ballard, com células PEM. Para aplicações estacionárias, há dezenas de fabricantes (nível de protótipo); tecnologias e mercado hoje são:

Até 10 kW (uso residencial, regiões isoladas): PEM, usando propano, metanol, GN etc.

< 5 kW: SOFC

10-50; até 200 kW: uso comercial/industrial; possibilidades de co-geração.

Para aplicações portáteis: a tecnologia principal é PEM; apresentam maior densidade de energia que baterias elétricas. Hoje são principalmente para metanol (etanol em desenvolvimento). Protótipos pré-comerciais (muitos) em 2003-2005; comerciais em 2010; implementação em maior escala esperada para 2020.

Tecnologia no Brasil; desenvolvimento esperado - Primeiros estudos foram iniciados nos anos 80, em universidades (USP-SC; UFRT; UFMG, materiais) e depois em empresas (CEMIG/Clamper/Unitech; Eletrocell, SP). Testes de utilização serão iniciados agora em sistemas estacionários (200 kW, Lactec/Copel); transportes (8 ônibus, EMTU, SP); e no CENPES. Há ainda vários grupos universitários/institutos de pesquisa envolvidos em diversas etapas, incluindo integração dos sistemas.

Um estudo realizado pelo MCT (2002) selecionou linhas de P&D prioritárias dentro de um contexto de trabalho em rede (institutos, empresas) indicando (98):

- Pilhas a combustível: PEM, óxido sólido, PEM-etanol

- Combustíveis: eletrólise, reforma (GN, etanol, GLP); produção de H₂ de fontes renováveis; tecnologia do H₂ (armazenagem, transporte, distribuição).
- Integração de sistemas: engenharia, eletrônica de potência, integração de componentes; integração à rede.

Um programa de desenvolvimento incluindo plantas piloto e engenharia de produção (manufatura) até 2020, prevê metas para 2010 (PEM 5 kW comercial; potência total de 10 MW instalados; plantas piloto de 5 kW, SOFC); e 2015 (PEM 50 kW comercial, piloto, SOFC, 10 kW; potência total instalada 50 MW).

Custos estimados - Uma análise para o Brasil (93) busca situar os limites aceitáveis de custos para viabilidade, considerando a base de custos da energia elétrica e do gás natural (insumo) no Brasil, e uma vida útil de 5 e 12 anos para as células.

Células para uso doméstico (0,5 kW); comercial (20 kW) e industrial (250 kW) são consideradas; os custos de gás natural e energia elétrica (base) são:

Energia elétrica (\$/kWh)	Doméstico / Comercial	Industrial
Gás-natural	0,08-0,16	0,04-0,12
(US\$/kWh)	0,02-0,04	0,01-0,03

Os resultados para o investimento “aceitável” em células, para vida útil de 5 e 12 anos, respectivamente, são (\$/kW):

Doméstico(0,5 kW)	Comercial(20 kW)	Industrial (250 kW)
600-1400	400-1800	500-800

Motores de combustão interna - Mercado estabelecido, muito competitivo; busca-se ganhos em custos (eficiência, fabricação e manutenção) e menores emissões, para a faixa de centenas de kW. Uma das tendências recentes é para bi-combustível (gás e diesel): evita emissões nas temperaturas altas (gás) e obtém a alta densidade de potência e eficiência do diesel.

Hoje: 0,05-10 MW, η até 42%; US\$ 90/kW (motor), US\$ 800/kW (sistemas grandes).

2020: $\eta=50%$, < US\$ 800/kW (sistemas completos)

Sistemas híbridos - PV ou turbinas a gás mais células a combustível, e outros (motores Stirling) estão sendo considerados.

4.3 Armazenamento de energia

Redução de custos é essencial para qualquer sistema em consideração. Há “mercados” para várias escalas de armazenamento; estão ficando mais atraentes (necessários), no mercado desregulado, sistemas de armazenamento para larga escala (para deslocamento da carga diurna, tais como bombeamento de água ou ar comprimido). Nas escalas menores, serão necessários para aumentar as vantagens de sistemas distribuídos.

Os sistemas em desenvolvimento (ou comerciais) incluem: baterias, ar comprimido, bombeamento de água (estes três comerciais hoje, em diferentes escalas); cinéticos (volantes), magneto supercondutor, ultracapacitores e geração/armazenamento de hidrogênio. São previstos para operar em períodos de alguns segundos (qualidade de energia), em picos (de uma à algumas horas); cargas intermediárias (3-10 horas por dia) ou na base (dias, ou semanas).

É possível prever células a combustível reversíveis + hidrogênio (produzido em “nichos” de baixo custo) para 2020, e baterias avançadas (1-2 MWh) para 2030 (14).

Há grandes expectativas para ar comprimido (CAES) para 3-10 horas, em 25-300 MW; a tecnologia está desenvolvida e alguns sistemas já em uso. Os reservatórios seriam ou geológicos ou tanques construídos; os custos do sistema completo tendem a cair, com o avanço em eficiência das turbinas a gás.

4.4 Hidrogênio como vetor energético

O uso do hidrogênio como vetor energético tem sido extensamente analisado, e há um certo consenso nas vantagens de integrá-lo desta forma a sistemas de suprimento de energia no futuro. De certa forma, hidrogênio e eletricidade seriam complementares; é difícil prever de que forma (que estrutura de transporte/armazenamento).

Para isto, é essencial a produção de hidrogênio competitivamente em escalas compatíveis com as da eletricidade (o futuro). Não se sabe ainda como isto seria feito (rotas), mas há inúmeros projetos visando o uso de fontes energéticas diferentes. Soluções regionais seriam as indicadas, e o Brasil deve analisar suas possibilidades. O hidrogênio pode ser produzido de diversas formas, a partir da eletricidade (eletrólise), por energia solar (conversão fotoquímica), por produção biológica, pela gasificação de biomassa ou no futuro, produção termoquímica, incluindo a pirólise a plasma.

O uso ideal para energia elétrica seria através de célula a combustível (não combustão direta). Possivelmente as aplicações referentes à geração estacionária serão o primeiro mercado para hidrogênio (95).

Atualmente é realizado um grande investimento no setor de transportes, porém não se espera, além de algumas aplicações iniciais, impactos significativos do uso de hidrogênio no período 2000-2020 (8).

Hidrogênio hoje é produzido e usado para fins não energéticos; a experiência desta produção e uso traz informação para análise das possibilidades futuras de uso como vetor energético.

O consumo no mundo (2001) foi de 500×10^9 m³/ano, e vem crescendo 4% ao ano; hidrogênio é usado principalmente na produção de amônia (50%) e petroquímica (37%), sendo o restante para vários setores.

A produção é feita a partir do gás natural (48%); petróleo (30%) carvão (18%) e energia elétrica, com eletrólise da água (4%). Os processos de produção usados (e em estudos) são:

- A gasificação de combustíveis (reforma vapor de HC leves, gás natural, metanol, etanol); oxidação parcial de óleos pesados e carvão;
- Decomposição termoquímica da água;
- Eletrólise de água (hoje: comercial, 4,4 kWh/Nm³, $\eta=80\%$; podendo atingir 4,1 kWh/Nm³).

Custos referentes aos sistemas hoje comerciais mostram que nos sistemas de reforma vapor, cerca de 60% do custo é de matéria prima, 30% investimento. Nos sistemas com eletrólise, 70-80% é o custo de energia elétrica e 15-20% investimento.

Eletrólise em células de 100 MW (Norsk Hydro) com energia elétrica a 0,0185 US\$/kWh, levam a 0,72 US\$/Nm³ (gás) (94).

Uma análise do NREL-DoE, 1999 (citada em 94) traz a seguinte indicação de custos e projeções, para hidrogênio de várias fontes, em pequena (< 0,3 milhão Nm³/d) e grandes escalas (até 25 milhões Nm³/d):

Tabela 10. Custos e projeções para hidrogênio de várias fontes (US\$/GJ)

Fonte	Grande	Pequena
Metano-reforma vapor	5,4	11,2
Gás de coqueria, óleo residual	7,0	11,0
Eletrólise (energia comercial)	20,0	29,0
Com solar-PV	42,0 (2000)	25,0 (2010)
Com energia eólica	20,0 (2000)	11,0 (2010)

Custos de hidrogênio avaliados no Brasil (95), em 2002, mostram:

Eletrólise	eletricidade a 0.0366 US\$/kWh	US\$ 68/Gcal
Gás natural	gás a 0.1456 US\$/Nm	US\$ 33/Gcal

No caso do Brasil (e de alguns outros países) um dos enfoques para a produção é o uso de fontes renováveis (eólica; solar; excedentes de energia hídrica). Evidentemente isto passa pela competitividade destas alternativas. O uso futuro do hidrogênio em larga escala dependerá também do estabelecimento de uma infra-estrutura adequada, e aqui a escala de produção/uso é essencial. Esta infra-estrutura, assim como toda a área de geração, deverá contar com um trabalho essencial no estabelecimento de normas e padrões de segurança.

As tecnologias para eletrolisadores e reforma para HC leves são conhecidas no Brasil (grupos universitários e empresas); também a purificação do H₂, e o armazenamento (gasômetros, cilindros pressurizados). No nível de desenvolvimentos em laboratório está o uso de hidretos metálicos; e quase nada sobre H₂ líquido. (94). A armazenagem “on board”, no caso de uso veicular, também passa por desenvolvimentos, sem definição de uma tecnologia “ideal”.

A tecnologia e uso de células de combustível são tratados no item 4.2.

4.5 Conservação – Uso final

O setor de usos finais de energia apresenta grande diversidade tecnológica e grande potencial de introdução de alternativas e modificações. Estão incluídas aqui modificações no comportamento dos usuários de energia (ou instituições), implantação de melhores sistemas de gestão de energia e tecnologias mais eficientes (96).

O aumento da eficiência energética inclui, além dos esforços nos usos finais, itens em:

- Redução de perdas na transmissão e distribuição (energia elétrica), e
- Eficiência no uso da energia primária para geração (co-geração)

Busca-se o aprimoramento tecnológico de equipamentos que usem energia, na redução de consumo específico (ou aumento de eficiência energética) e na redução de emissões. Em parte as indústrias de equipamentos, especialmente as de abrangência multinacional, têm buscado esses aprimoramentos na competição por novos nichos de mercado. As indústrias de iluminação, automotivas, motores e muitas outras têm investido muito no desenvolvimento tecnológico de seus produtos.

Desde a década de setenta, inicialmente nos EUA, Japão, Suécia e mais recentemente na Comunidade Européia, o desenvolvimento tem sido acelerado com o estabelecimento de etiquetas, padrões e normas técnicas mandatórias para equipamentos, automóveis e edificações. O resultado de todas essas medidas tem auxiliado a redução da intensidade energética (MJ/US\$) e

emissões (alguns países já iniciam ações de controle de emissões de CO₂) em praticamente todas as economias dos países industrializados (96).

A conservação tem assumido um papel importante na diminuição de taxas de crescimento da demanda de energia elétrica (97). As mudanças em curso no setor (pagamento pelo uso, preços por segmento horário, abertura de mercado para clientes livres) exigem das empresas distribuidoras a busca permanente de maior eficiência, incluindo a redução de perdas em usos finais. Em princípio, não há barreira tecnológica para a produção e uso de equipamentos mais eficientes (no seu estágio atual, no Brasil).

No Brasil, alguns equipamentos já possuem normas técnicas e etiquetagem energética no entanto elas ainda são voluntárias. São os seguintes equipamentos que possuem algum tipo de norma técnica e/ou etiqueta (selo) de consumo energético: refrigeradores, ar condicionado residencial, máquinas de lavar roupa, freezers, reatores, lâmpadas, fornos/fogões (também para GLP), motores, ar condicionado central, aquecedores/caldeiras (também a gás), chuveiros, transformadores, bombas e aquecedores de água solar. O PROCEL/Eletrôbrás e o CONPET/PETROBRÁS tem tido uma atuação nessa área, auxiliados por vários laboratórios e institutos de pesquisa do país. O Brasil dispõe agora de instrumentos legislativos (Lei 10.295/2001) que vão estabelecer padrões tecnológicos na direção de consumo mínimos que serão obrigatórios para os equipamentos, veículos comercializados no país, além de edifícios. Será necessário um esforço inicial de aprendizado, desenvolvimento e adaptação de metodologias e investimentos em melhoria de infra-estrutura laboratorial.

Para alguns equipamentos importantes, inovações são passíveis de serem incorporadas a curto prazo, como é o caso de refrigeradores domésticos e sistemas de iluminação. Mesmo assim, o contínuo aprimoramento tecnológico pode ainda reduzir o consumo pela metade nos refrigeradores nacionais, por exemplo.

O Brasil ainda não possui uma estimativa do potencial econômico de introdução de tecnologias eficientes. Essa deve ser a primeira iniciativa para auxiliar na definição de prioridades para o desenvolvimento tecnológico relacionado com os diversos usos finais (96).

Projetos considerados relevantes (97) são:

- Metodologias para ajuste diário do planejamento para contratação de energia, para os diversos segmentos do mercado
- Avaliação do potencial econômico de eficiência por segmento do mercado, e identificação de programas prioritários de P&D para eficiência no uso final
- Melhoria dos critérios de avaliação dos programas de eficiência energética (Lei 9991-2000)

- Intensificar os esforços para as tecnologias de co-geração, com aumento da geração distribuída, em particular para sistemas de uso de gás natural (calor, frio, eletricidade).

5 Referencias

1. “International Energy Outlook: 1998, with Projection through 2020”; Energy Information Administration, DoE / EIA, 0484198, Washington DC; 1998
2. Nakicenovic, N. et al: “Global Energy Perspectives”, Cambridge, UK; Cambridge University Press, 1998.
3. Craig, P.P et al, “What can history teach us? A retrospective examination of long-term energy forecasts for the U.S.”; Annual Review of Energy and the Environment, a ser publicado, 2002
4. Nakicenovic, N.; “Energy Scenarios for Sustainable Development”, na conf. “Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos”, Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
5. Balanço Energético Nacional, 2000 – MME
6. “O setor energético brasileiro: situação em 2001 e perspectivas “ CNPE, Agosto 2001
7. Balanço Energético Nacional, 2001 – MME
8. Bajay, S.V.; “Energia no Brasil: os próximos dez anos”, na conf. “Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos”, Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
9. Baratelli, F.; CENPES; Comunicação pessoal, Out. 2002
10. Chazan, D. T.: CIENTEC, RS; Comunicação pessoal, Out. 2002
11. Modelagem de dessulfuração para termo-elétricas a carvão”, Projeto DESOX, CIENTEC, 2002
12. Williams, R.; “Towards zero emissions from fossil fuels”, na conf. “Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos”, Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
13. Barroso, A.C.; CNEN; Comunicação pessoal, Out. 2002
14. “Electricity Supply Roadmap”; Vol2, “Electricity Supply”; EPRI (Electric Power Research Institute), California, 1999
15. Biomass Energy: Data, Analysis and Trends”; IEA, Paris, 1998
16. Energy and the Challenge of Sustainability”; World Energy Assessment, UNDP-WEC, 2000
17. ‘Long Term Perspectives of Biomass Integrated Gasification with Combined Cycle Technology”, R 9840, NOVEM (Netherlands Agency for Energy and Environment); Dez. 1998
18. Macedo, I. C. “Gasificação de biomassa para a geração de energia elétrica”, no relatório sobre Biomassa, CENERGIA, Rio, 2002
19. Williams, R. “Facilitating Widespread Deployment of Wind and Photovoltaic Technologies”; Princeton Environmental Institute, Fev. 2002

20. SBS: Soc. Brasileira de Silvicultura, Estatísticas 2001; www.sbs.org.br
21. Bracelpa (Assoc. Prod. Celulose e Papel); Estatísticas 2001; www.bracelpa.org.br
22. Leão, R.M., “A floresta e o Homem”, IPEF, USP; Edusp 2000
23. Couto, L. et al: “Florestas plantadas para energia: sustentabilidade e economia”, na conf. “Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos”, Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
24. Damen, K.: “Future Prospects for Biofuel Production in Brazil”, Report NW&S-E-2001-31, Universiteit Utrecht, Nov. 2001
25. Rodriguez, L.C E. Et al, “Plantios Florestais: rentabilidade e visão de longo prazo”; Preços Agrícolas, IPEF/USP,;: 10-12, 1999
26. Rogner, H.H.: “Energy Resources”, WEA, 2000; www.undp.org/seed/eap/activities/wea
27. Balanço Energético Nacional 2001 – MME, SEN/DNPE-2002
28. “Ciência e tecnologia no Setor Florestal Brasileiro: Prioridades e Modelos de Financiamento”, IPEF – MCT, Documento Síntese; 2002
29. Abracave (Assoc. Brasileira de Florestas Renováveis), 2001: www.abracave.org.br
30. Nascimento, M.V.G. et al, “Energia Eólica”; Workshop “Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002; Relatório Preliminar
31. Fraidenreich, N. “Tecnologia Solar Fotovoltaica”, Workshop “Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002; Relatório Preliminar
32. Lorenzo, E. “Electricidad Solar: Ingenieria de Sistemas Fotovoltaicos”, I.E.Solar, U.Politécnica de Madrid, 1994
33. Serçuk, A. “The environmental imperative for renewable energy”, REPP, Special Energy Day Report, 2000.
34. Nascimento, M.G.V. et al, “Energia Heliotérmica”, CEPTEL - Workshop “Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002; Relatório Preliminar
35. “Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants”, Powermodal Eng. Ltd e Marbele Resources Consultant Ltd, World Bank – Final Report, 1999
36. Estefan, S. F. et al; “Energia das ondas”, no Workshop “Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002; Relatório Preliminar
37. Thorpe, T. W.; “A Brief Review of Wave Energy”, no Workshop “Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002; Relatório Preliminar

38. Walter, A. et al, "Co-geração"; no Workshop "Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil", COPPE – 2002; Relatório Preliminar
39. Pretz, R. et al, "Geração Termo-elétrica", no Workshop "Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil", COPPE – 2002; Relatório Preliminar
40. Macedo, I.C.: Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento" ; Relatório para o MCT, Julho 2001.
41. Present Status of Biomass Use in Brazil", International Seminar USP-Petrobrás on Biomass for Energy Production, Rio, 2001
42. Carpentieri, E. et al, "Future Biomass Based Energy Supply in Northeast Brazil"; Biomass and Bioenergy, vol 4, No. 3, 1993.
43. Tiago Filho, G. L.; "Tecnologia de Pequenas Centrais Hidrelétricas", no Workshop "Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil", COPPE – 2002; Relatório Preliminar
44. Amorim, J. C.; IME; Comunicação pessoal, Out. 2002
45. Tiago Filho, G.; CERPCH; Comunicação pessoal, Out. 2002
46. Brito, J. O.; IPEF – ESALQ; Comunicação pessoal, Out. 2002
47. Carpentieri, E.; CHESF; Comunicação pessoal, Out. 2002
48. Walter, A C.; UNICAMP; Comunicação pessoal, Out. 2002
49. Feitosa, E.; CBEE; Comunicação pessoal, Out. 2002
50. Zilles, R.; IEE – USP; Comunicação pessoal, Out. 2002
51. Turkenburg, W.; "Overview of renewable energy technologies", na conf. "Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos", Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2000
52. Overend, R.; "Biomass conversion technologies", na conf. "Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos", Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
53. Freitas, M. V.; "Hidroeletricidade no Brasil: desenvolvimento e sustentabilidade nos próximos vinte anos", na conf. "Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos", Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
54. Fraidenreich, N.; "Energia solar no Brasil: os próximos vinte anos", na conf. "Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos", Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
55. Feitosa, E.; "Energia eólica no Brasil: os próximos vinte anos", na conf. "Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos", Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
56. Marques, M,J; INEE; Comunicação pessoal, Out. 2002

57. “Visão de futuro”, Proj. Tendências Tecnológicas para o setor de O&G no Brasil; INT – ANP; Resumo Executivo, Macroplan Prospectiva & Estratégia, 2002
58. Williams, R; “Advanced Energy Supply Technologies”, em “Energy and the challenge of sustainability”, WEA – UNDP, 2000
59. oqueira, L. A. H.; “Produção e processameno de óleo e gás no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos vinte anos”, na conf. “Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos vinte anos”, Acad. Bras. De Ciências / UNICAMP, Fev. 2002
60. Programa Brasileiro de Bio-Combustíveis – Probiodiesel, MCT-SPTE, Abril 2002.
61. Ferres, J.D: “Bio-diesel”, no seminário “Os veículos automotores e o efeito estufa”, ABIOVE; AEA, São Paulo, Março 2002
62. Rosa, L.P. et al; “Óleos vegetais” – Workshop “Análise Prospectiva de Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002 (Relatório Preliminar)
63. EPA 1996, e outros; citado em (32-6)
64. IBGE: “Pesquisa Nacional sobre Saneamento Básico” www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao, 2000
65. “Resíduos sólidos urbanos”, IVIMG, COPPE, Workshop “Análise Prospectiva de Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002 (Relatório Preliminar)
66. Pinatti, D.G. – “Programa BEM: biomassa, energia e materiais” – Doc. Básico DEMAR – Louveira, SP – 1996 (citado em 32-6).
67. Fukuda, et al; “Biodiesel Fuel Production by Transesterification of Oils”; Journal of Bioscience and Bioengineering, Vol 92, No 5; 2000
68. Embrapa, 2002, em: www.cpaa.embrapa.br/dende
69. Pereira, E. M. D. P.; “Tecnologia Solar Térmica”, no_Workshop “Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002; Relatório Preliminar
70. Nieves, R.: “Enzyme-Based biomass-to-ethanol tecnologia: an Update”; International Development Seminar on Fuel Ethanol, Dec.2001 – Washington, DC
71. Wooley, R et al, “Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics”, NREL Report TP-580-26157, 1999
72. “Hydrolytic Breakdown of sugar-cane bagasse – Economic Applications” – CODETEC, Rel.Interno, 1989
73. Gerez, M C et al; “Process and installation for obtaining ethanol by the continuous acid hydrolysis of cellulosic materials” – Patente 4529699 (Julho, 1995).

74. Centro de Tecnologia Copersucar, 2002 (Comunicação Pessoal)
75. Moreira, J. R., "Ethanol from cellulosic materials", in *Industrial uses of biomass energy*, Taylor & Francis, London, 2000.
76. Hamelinck, C.N. – "Future Prospects for production of methanol and Hydrogen from Biomass", a ser publicado no *Journal of Power Sources* – 2001
77. CESP, Diversos relatorios: Methanol from Wood in Brazil (1980)
78. Damen, K. – "Future prospects for biofuel production in Brazil" – NW&S-E-2001-31, Universiteit Utrecht and UNICAMP, 2001
79. Pereira, E. M.; Green Solar, PUC-MG; Comunicação pessoal, Out. 2002
80. Fraidenraich, N.; NAPER – UFPE; Comunicação pessoal, Out. 2002
81. Ramos, L P.; UFPR; Comunicação pessoal, Out. 2002
82. Macedo, I.C., "Energia da cana de açúcar no Brasil", em "Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil", Conferencia Acad. Bras. Ciências / Unicamp, Campinas, Fev. 2002
83. Macedo, I. C. – "Commercial Perspectives of Bio-Alcohol in Brazil", First World Conference and Exhibition on Biomass for Energy and Industry, Sevilla, June 2000
84. Macedo, I.C. – "Greenhouse Gas Emissions and Energy Balances in Bio-Ethanol Production and Utilization in Brazil (1996)", *Biomass and Bioenergy*, 1998, 14.1, 77-81.
85. Guilhoto, J. J. M. – "Geração de empregos nos setores produtores de cana de açúcar, açúcar e álcool no Brasil e suas macro-regiões", Relatório "Cenários para o setor de Açúcar e Álcool", MB Assoc. e FIPE, Abril, 2001
86. "Cenários para o Setor de Açúcar e Álcool" – M B Associados e FIPE, Abril 2001, S. Paulo
87. Carvalho, L.C.C. – "Understanding the Impact of Externalities: Brazil", Int. Development Seminar on Fuel Ethanol, Dec 2001, Washington DC
88. Toninello, S. L.; "Plantações Florestais no Brasil para a produção de energia de biomassa", ABRACAVE, no "Sustainable Bioenergy Production Systems", IEA – Belo Horizonte, Nov 2002
89. "Electricity Technology Roadmap", 1999 Summary and Synthesis, EPRI, CI-112677-VI, 1999.
90. Hawkins, D.; "CAISO R&D Program 2001", California ISO, March 2001
91. Sistema Interligado Nacional – ONS – www.nos.gov.br, 2002.
92. Fontoura, R. N.; ONS; Comunicação pessoal, Out. 2002.
93. Miranda, P.E.V. et al, LH-COPPE; "Pilhas a combustivel", no Workshop "Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil", COPPE – 2002; Relatório Preliminar

94. Silva, E.P. et al, CENEH; “Estudo prospectivo do uso do hidrogênio”, no Workshop “Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil”, COPPE – 2002; Relatório Preliminar
95. Silva, E.P.; CENEH – UNICAMP; Comunicação pessoal, Out. 2002
96. Jannuzzi, G. M.; UNICAMP; Comunicação pessoal, Out. 2002
97. ABRADÉE, e diversos representantes de empresas: comunicação pessoal, Avelar, C.A – Out. 2002
98. Sistemas de Célula a Combustível: Programa Brasileiro, MCT, 2002
99. Araujo, F.; Jardim, R. G.; Krahe, P.; Gusmão, P. P.: Projeto “Tendências”, comunicação pessoal, Nov. 2002
100. Quantificação dos cenários para o Setor de Óleo e Gás no Brasil – Horizonte, 2010; Projeto CTPetro – Tendências Tecnológicas, Macroplan, 2002
101. Mota, W.S.; UFCG; comunicação pessoal, nov. 2002

Unidades de energia, fatores de conversão e abreviações

Unidades de energia

Para	terajoule (TJ)	gigacaloria (Gcal)	Milhões de toneladas equivalentes de óleo (Mtoe)	Gigawatthora (GWh)
De	Multiplicar por:			
gigacaloria (Gcal)	1	238,8	$2,388 \times 10^{-5}$	0,2778
Milhões de toneladas equivalentes de óleo (Mtoe)	$4,1618 \times 10^{-4}$	10^7	1	11,630
Gigawatthora (GWh)	3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	1

1 barril de óleo (equiv) (1 bep) = $5,71 \times 10^9$ J (indústria do petróleo)

1 t carvão (equiv) (1 tce) = $29,31 \times 10^9$ J (indústria do carvão)

Prefixos	Abreviações
K kilo 10^3	<ul style="list-style-type: none"> EJ, GJ, PJ Exajoule, Gigajoule, Petajoule
M mega 10^6	<ul style="list-style-type: none"> GHG gases de efeito estufa
G giga 10^9	<ul style="list-style-type: none"> kWe, MWe, GWe kilo, Mega e Giga watt (energia elétrica)
T tera 10^{12}	<ul style="list-style-type: none"> kWt, MWt, GWt kilo, Mega e Giga watt (energia térmica)
P peta 10^{15}	<ul style="list-style-type: none"> kWh, MWh, GWh kilowatt-hora, Megawatt-hora, Gigawatt-hora
E hexa 10^{16}	<ul style="list-style-type: none"> MS Matéria seca Mtep, Gtep Mega e Giga toneladas de óleo equivalente t tonelada métrica R\$ Reais (Brasil) ¢ centavos de dólar