# Integração de Agenda-Mudanças Climáticas: energia e desenvolvimento

## Relatório Final

**Centro de Gestão e Estudos Estratégicos**
*Ciência, Tecnologia e Inovação*

# Integração de Agenda-Mudanças Climáticas: energia e desenvolvimento

## Relatório Final

Brasília, DF
Junho, 2009

# Centro de Gestão e Estudos Estratégicos

**Presidenta**
*Lucia Carvalho Pinto de Melo*

**Diretor Executivo**
*Marcio de Miranda Santos*

**Diretores**
*Antonio Carlos Filgueira Galvão*
*Fernando Cosme Rizzo Assunção*

Integração de Agenda-Mudanças Climáticas: energia e desenvolvimento. Relatório Final. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2009.
109 p : il.

1. Energia (e emissões associadas) - Brasil. 2. Emissões Globais – Brasil. 3. Mitigação das Mudanças Climáticas - Brasil. I. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. II. Título.

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

Esta publicação é parte integrante das atividades desenvolvidas no âmbito do Contrato de Gestão CGEE – 14º Termo Aditivo/Ação: Mudanças Climáticas: Energia e Desenvolvimento – Subação: Mudanças Climáticas: Energia e Desenvolvimento - Integração de Agendas /MCT/2008.

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

# Integração de Agenda-Mudanças Climáticas: energia e desenvolvimento

## Relatório Final

**Supervisão**
*Marcio de Miranda Santos*

**Consultor**
*Gilberto De Martino Jannuzzi (Coordenador)*
*Paulo Henrique de Mello Sant Ana*
*Rodolfo Dourado Maia Gomes*

**Equipe técnica do CGEE**
*Marcelo Khaled Poppe*
*Mayra Jurua Gomes de Oliveira*

# Sumário


1. RESUMO EXECUTIVO ..... 1

2. A FORMULAÇÃO DO PROBLEMA ..... 4

3. METODOLOGIA ..... 5

3.1. Análise Multicritério ..... 7
3.2. Matriz de Desafios ..... 9
3.3. O Módulo Integrador ..... 11

4. CENÁRIOS DE EMISSÕES FUTURAS PARA O MUNDO E PARA O BRASIL ..... 11

4.1. Relatório Especial do IPCC: Cenários de Emissões ..... 12
4.2. Cenário de Emissões do Department of Energy (DOE) dos Estados Unidos ..... 21
4.3. Cenário de Emissões do International Energy Agency (IEA) ..... 23
4.4. 4th Assessment Report ..... 25
4.5. Análise para o Brasil: PNE 2030 e PDE 2008-2017; Plano Estratégico da Petrobrás 2020 ..... 27
4.6. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017 ..... 37
4.7. Comparação entre os cenários *marker* do SRES no mundo com o PNE 2030 no Brasil ..... 41
4.8. Dados sobre emissões provenientes do uso de energia ..... 45
4.9. Impacto das mudanças climáticas no Brasil ..... 48
4.10. Conclusões sobre cenários de emissões futuras ..... 49

5. TECNOLOGIAS ..... 50

5.2. Combustíveis e calor ..... 68
5.3. Uso final de energia ..... 74

6. CRITÉRIOS ..... 84

6.1. Geração de eletricidade ..... 86
6.2. Combustíveis e calor ..... 90

7. ANÁLISE MULTICRITÉRIO: RESULTADOS ..... 92

7.1. Tecnologias de geração de eletricidade ..... 92
7.2. Tecnologias de combustíveis e calor ..... 94

8. MÓDULO DE INTEGRAÇÃO E RECOMENDAÇÕES ..... 95

8.1. Recomendações de políticas públicas e estratégias para disseminação de tecnologias para mitigação das mudanças climáticas ..... 99

**9. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE ..... 102**

**10. CONCLUSÕES ..... 104**

**11. REFERÊNCIAS ..... 106**

# 1. RESUMO EXECUTIVO

1. Decisões sobre pesquisa e desenvolvimento e inovação relacionadas com tecnologias de energia tornam-se cada vez mais complexas na medida em que melhor se conhece a abrangência de seus efeitos e do acúmulo de evidências sobre a necessidade de rupturas com o padrão corrente de oferta e demanda de energia. As escolhas tecnológicas passam a ser fortemente influenciadas por restrições ambientais e também sociais, uma vez que se aceleram debates internacionais relacionados à Convenção Climática e possíveis limites de emissões para países emergentes.

2. O presente relatório procura identificar tecnologias de energia de baixo carbono[1], visando priorizar seu uso e desenvolvimento no Brasil para responder ao enorme desafio mundial de limitar em 2 °C o aumento da temperatura média global em 2050 devido ao aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera.

3. A metodologia do presente estudo é dividida em 6 etapas intermediárias e uma etapa final que tem o objetivo de avaliar de modo abrangente as tecnologias dentro do sistema energético nacional sinalizando dois níveis de prioridades para os esforços de P&D (V. Figura 1). As etapas desenvolvidas são as seguintes: 1) Avaliação das emissões futuras no Brasil e no mundo; 2) Caracterização das Tecnologias de energia em estágio de P&D e implementação comercial; 3) Usos finais (tecnologias e ações de eficiência energética); 4) Confecção da Matriz de Desafios; 5) Análise multicritério: 6) Integração com outros elementos do sistema energético. Na Etapa final, são feitas recomendações de tecnologias para o Brasil a partir da inclusão de elementos associados às mudanças climáticas, visando a uma rápida adoção destas tecnologias na matriz brasileira.

4. O *4th assessment report* do IPCC estabelece como meta em seu cenário o limite do aumento da temperatura média global em 2 °C em 2050, visando evitar que o aquecimento global prejudique em demasia o planeta e seu ecossistema. Neste contexto, o relatório do IPCC dá ênfase ao desenvolvimento de tecnologias avançadas, principalmente uma combinação de bio-energia, captura de carbono e armazenagem geológica de $CO_2$. Outras opções como eficiência energética e fontes renováveis são igualmente importantes e são consideradas neste relatório. Uma ação coordenada no âmbito global é enfatizada, com participação do poder público na formulação de estratégias e políticas que possam viabilizar a adoção destas tecnologias. Em todos os cenários prospectivos com relação às emissões de GEE considerados pelo IPCC, além dos cenários de referência utilizados pelo DOE e IEA para o mundo, os combustíveis fósseis ainda serão a maior parte da energia primária produzida até 2030. Para 2100, existem alguns cenários em que os combustíveis renováveis serão a maioria.

5. No Brasil, os combustíveis fósseis foram responsáveis por 55,5% da matriz energética brasileira, com 121 milhões de tep (2005). Em 2030, espera-se que este valor praticamente se mantenha, com 55,3%, e 307 milhões de tep. De acordo com EPE (2007), as emissões brasileiras aumentam relativamente a 2005 até o ano de 2012, e diminuem um pouco até 2020 e 2030. Como a matriz energética brasileira é mais limpa do que a matriz mundial, principalmente devido à grande utilização de hidrelétricas e etanol, o indicador de emissões marginais pode auxiliar na comparação com os cenários de referência do IPCC. Nota-se que no período até 2010, as emissões marginais do Brasil aumentam em relação aos cenários de referência do IPCC, mas após isso elas se estabilizam.

6. Para a análise multicritério, foram selecionadas tecnologias com menor contribuição para emissões de GEE e que estão em fase avançada de P&D ou implementação comercial. O ranqueamento destas tecnologias visa elencar tecnologias que possam ser rapidamente incorporadas na matriz energética nacional. Os critérios considerados para a análise multicritérios foram as emissões associadas, os custos, a perspectiva de implementação comercial, a matriz energética esperada em 2030, saúde e segurança públicas, uso da

[1] Este termo é utilizado neste trabalho para se referir a tecnologias que implicam em uma menor emissão de GEE em relação àquelas que estariam substituindo.

terra e aceitação social. Foram dadas notas e pesos aos critérios, para todas as tecnologias selecionadas de geração de eletricidade e combustíveis.

7. Os resultados da análise multicritérios e seus rebatimentos podem ser sintetizados no módulo integrador (figura abaixo), que procura representar todo o sistema energético. Para as tecnologias de geração de eletricidade, foram recomendadas, em ordem decrescente de priorização: 1) Geração hidráulica; 2) Energia eólica; 3) Fissão Nuclear (gerações III e IV); 4) Biomassa: gasificação com ciclo combinado; 5) Energia solar fotovoltaica; e 6) Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado. Além das tecnologias listadas, ações de eficiência energética, que permeiam praticamente toda a cadeia energética, são consideradas prioritárias, e são evidenciadas nos relatórios do IPCC e IEA (2008), dentre outros.

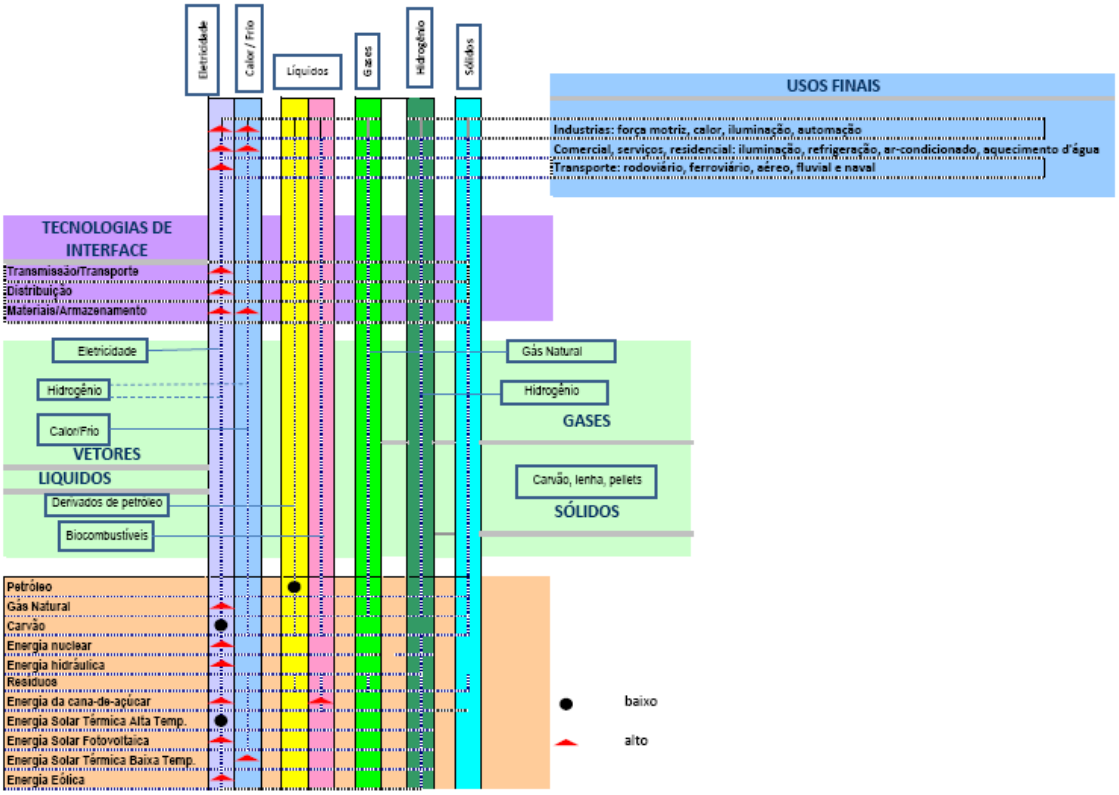



**Figura 1: Módulo de integração (relevância das tecnologias em relação aos critérios da matriz de desafios)**

8. Os resultados das tecnologias de eletricidade ilustram a importância de se investir em redes inteligentes (“smart grids”), transmissão, armazenamento de energia e materiais. As redes inteligentes (“Smart Grids”), que no módulo integrador está representada na distribuição de eletricidade, buscam incorporar ao tradicional sistema elétrico tecnologias de informação digital, sensoriamento, monitoramento e telecomunicações para um melhor desempenho da rede, bem como maior controle da gestão pelo lado do consumidor.

9. Como a geração através da fissão nuclear e gás natural em ciclo combinado foram consideradas relevantes, o desenvolvimento de materiais mais resistentes, mais leves, que suportem temperaturas e pressões elevadas, e que sejam mais resistentes à fadiga, abrasão e corrosão são importantes, para possibilitar o aumento da eficiência energética do ciclo.

10. As tecnologias de geração hidráulica, centrais nucleares e a gás natural, que são normalmente interligadas ao SIN, como foram bem ranqueadas, também favorecem o

desenvolvimento de tecnologias de transmissão de eletricidade, como supercondutores e tecnologias do tipo FACTS (Flexible AC Transmission Systems); maiores detalhes em CGEE (2008).

11. O armazenamento de energia também pode ser considerado uma tecnologia transversal de alta relevância. Diversos tipos de baterias, como a de lítio, por exemplo, podem representar uma revolução nos transportes nos próximos anos. Diversas empresas automotivas já vêm desenvolvendo carros com baterias de maior autonomia, menor tempo de recarga e de baixo custo, e pretendem lançar no mercado nos próximos anos. O desafio é conseguir uma matriz de geração de eletricidade limpa. Outro exemplo de sistema de armazenamento são os super capacitores e tecnologias do tipo flywheel (maiores detalhes em CGEE, 2008).
12. Neste sentido, esforços em pesquisa e desenvolvimento e implementação comercial de tecnologias hidráulica, eólica, nuclear, gasificação de biomassa, fotovoltaica e a gás natural deveriam ser priorizados no Brasil. Outra linha de pesquisa que deveria ser incentivada é a captura e armazenamento de carbono, que não foi analisada isoladamente na análise multicritério, mas pode ser considerada uma importante tecnologia de interface na geração através de derivados de petróleo, carvão, gás natural e biomassa.
13. Para a cadeia de combustíveis, foram priorizadas, em ordem decrescente, as tecnologias: 1) Energia solar térmica de baixa temperatura; e 2) Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração). No caso de tecnologias combustíveis, toda a cadeia foi considerada na análise multicritérios, dada a complexa inter-relação entre diferentes elos da cadeia de combustíveis e eletricidade. O transporte, por exemplo, caso a matriz de geração elétrica seja limpa, é interessante incentivar carros elétricos; tecnologias de segunda geração de etanol também refletiriam nos transportes.
14. Uma análise de sensibilidade para avaliar a robustez dos resultados foi efetuada, primeiramente dando enfoque econômico-ambiental, e depois sócio-ambiental. As tecnologias de geração de eletricidade de gasificação de biomassa em ciclo combinado, energia eólica e geração hidráulica possuem bons resultados na análise de robustez. No caso da cadeia de combustíveis, destacam-se as mesmas tecnologias de energia solar a baixa temperatura e tecnologias para produção de etanol de 2ª geração.
15. O desafio das mudanças climáticas é global. Neste contexto, problemas emergem na questão de transferência de tecnologias entre os países desenvolvidos, em desenvolvimento e subdesenvolvidos, o que dificulta uma ação mais coordenada no âmbito global. Este problema deve ser equacionado e minimizado, para que seja possível um esforço global conjunto visando o limite de 2 °C de aumento de temperatura média global através da redução das emissões de GEE.

## 2. A FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Decisões sobre pesquisa e desenvolvimento e inovação tecnológica relacionadas com tecnologias de energia tornam-se cada vez mais complexas na medida em que melhor se conhece a abrangência de seus efeitos e do acúmulo de evidências sobre a necessidade de rupturas com o padrão corrente de oferta e demanda de energia. As escolhas tecnológicas passam a ser fortemente influenciadas por restrições ambientais e também sociais, uma vez que se aceleram debates internacionais relacionados à Convenção,do Clima inclusive a extensão do estabelecimento de limites de emissões aos países emergentes. Energia está direta e indiretamente relacionada com praticamente todas as ações de desenvolvimento econômico e, portanto questões como acesso universal, segurança de suprimento e impactos econômicos e sócio-ambientais são condicionantes para as escolhas de tecnologias.

Começa ser importante prospectar não só as tecnologias de energia com capacidade de contribuir para mitigação dos efeitos de emissões de gases estufa (GEE), mas também aquelas que melhor se adaptarão às mudanças climáticas esperadas. Particularmente o interesse é evidenciar aquelas tecnologias que podem ter um papel relevante na estabilização de emissões de GEE, seja reduzindo emissões de GEE, como também as tecnologias de fontes renováveis, captura e armazenamento de carbono, e diversas outras tecnologias de interface, cuja crescente importância evidenciam o caráter complexo dos sistemas de energia do futuro.

O desafio não é trivial uma vez que a ciência está constantemente evoluindo e modificando não só as tecnologias de energia, como também o entendimento sobre os efeitos e causas das mudanças climáticas. Isso significa um grande e contínuo esforço para adaptar as políticas de C&T (e de energia) para que sejam flexíveis e capazes de acomodar essas novas descobertas, sem deixar de manter em alinhamento com as demais políticas setoriais.

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo exploratório para indicar as tecnologias de energia com maior impacto na redução de emissões de gases precursores de efeito estufa, a partir de cenários futuros de crescimento econômico, de demanda de energia e de emissões associadas[2]. Após esta análise, são feitas recomendações relativas à elaboração e adoção de políticas e estratégias que considerem a relevância de tecnologias de energia para o caso brasileiro para a mitigação das mudanças climáticas. São consideradas não só as tecnologias consideradas “maduras” e comercialmente disponíveis mas também aquelas que estão sendo desenvolvidas e possuem expectativas de entrarem no mercado nos próximos 30-

[2] A partir de cenários elaborados pelo IEA, EPE, e especialmente os resultados do 4th Assessment Report do IPCC.

50 anos. O Brasil deve acompanhar essa movimentação para melhor poder antever quais tecnologias serão mais importantes para atender aos seus requisitos de crescimento econômico e compatíveis compromissos de contribuir para a redução de emissões de GEE.

## 3. METODOLOGIA

A metodologia do presente estudo é dividida em 6 etapas intermediárias e uma etapa final que tem o objetivo de avaliar de modo abrangente as tecnologias dentro do sistema energético nacional sinalizando três níveis de prioridades para os esforços de P&D.

As etapas são as seguintes (Figura 2):

1- *Avaliação das emissões futuras no Brasil e no mundo*: esta etapa tem o propósito de analisar o quadro atual e futuro do consumo de combustíveis fósseis e os seus efeitos sobre as emissões de GEE a partir dos cenários de crescimento econômico, de demanda de energia e de emissões associadas. São compilados estudos do *Department of Energy* (DOE) dos Estados Unidos, da *International Energy Agency* (IEA) e o *4th Assessment Report* do IPCC para análise no âmbito mundial, e o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) e o PDE 2007-2016 para o Brasil. Esta etapa de revisão bibliográfica que visa situar o Brasil no mundo com relação às emissões atuais e futuras, visando avaliar a importância e o interesse da adoção de tecnologias ambientalmente amigáveis no país.

2- *Tecnologias futuras*: esta etapa tem o objetivo de destacar as tecnologias mais promissoras para o Brasil utilizadas no projeto “Energias do Futuro” (CGEE 2008), visando incorporar maiores informações sobre as emissões associadas às tecnologias estudadas. Procura-se destacar: a) tecnologias com melhores perspectivas de implementação comercial, no curto e médio prazo, que possam ser incorporadas na matriz energética nacional nas próximas duas décadas; b) principais tecnologias de geração de eletricidade, combustíveis e calor; c) tanto tecnologias em desenvolvimento como aquelas já comercialmente maduras são consideradas.

3- *Usos finais*: paralelamente às estratégias de incremento da oferta através de tecnologias de geração de eletricidade, combustíveis e calor, são elencadas ações de eficiência energética através da avaliação no mundo e no país. Os setores industrial, residencial, comercial e de transportes são contemplados nesta análise.

4- *Matriz de desafios*: este é um procedimento que tem como objetivo indicar o grau de impacto das tecnologias de geração de eletricidade e combustíveis selecionadas de acordo com sete critérios diferentes (emissões associadas,

custos, perspectiva de implementação comercial, matriz energética em 2030, saúde e segurança públicas, uso da terra e aceitação social). Posteriormente é efetuada a adoção de pesos para os critérios, buscando prover maior ou menor ênfase nos critérios considerados.

5- *Análise multicritério*: o propósito de análise multicritério (AMC) no presente projeto é o de estruturar e integrar diferentes avaliações das tecnologias de energia que devem ser consideradas para compor prioritariamente um grupo de opções de maior impacto para contribuir para mitigação dos efeitos das emissões de GEE em tecnologias de geração de eletricidade e combustíveis. Para tecnologias de eletricidade, os critérios são focados em geração apenas. No caso da análise para combustíveis, toda a cadeia é considerada, devido a complexidade de tratar o setor de transporte de forma isolada.

6- *Integração com outros elementos do sistema energético*: A partir dos resultados da análise multicritério, é possível estabelecer prioridades das tecnologias de uso final, transporte, distribuição e outras, que são dependentes das rotas tecnológicas de geração de eletricidade e combustíveis escolhidos para o país nos próximos 20 anos. *Smart grids* e materiais são exemplos de tecnologias cuja priorização depende da evolução da matriz energética futura. Toda a cadeia energética (geração de eletricidade e calor, transporte e distribuição, e uso final) é representada em um modulo integrador, em que é possível enxergar a indústria de energia de forma sistêmica.

*Etapa final*: Recomendações de tecnologias para o Brasil: a partir da inclusão de elementos associados às mudanças climáticas, é possível selecionar as melhores rotas tecnológicas para o Brasil, visando à rápida adoção destas tecnologias na matriz brasileira.

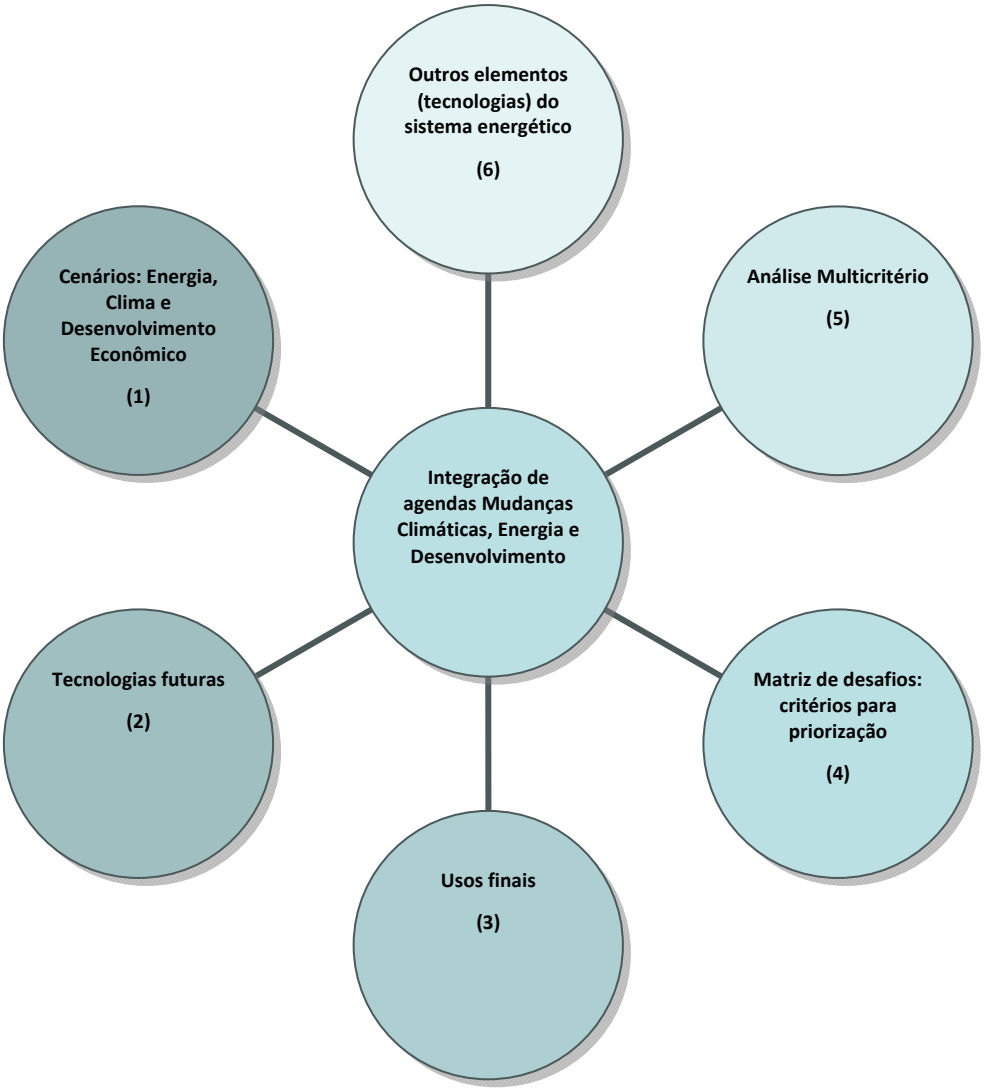



**Figura 2: Visão das etapas do estudo**

## 3.1. Análise Multicritério

O propósito de análise multicritério (AMC) é o de estruturar e integrar diferentes avaliações das tecnologias de energia que devem ser consideradas para compor prioritariamente um grupo de opções de maior impacto para contribuir para mitigação dos efeitos das emissões de GEE.

As técnicas de análise multicritério (AMC) estão sendo bastante utilizadas para auxiliar o processo de tomada de decisão na área ambiental e mudanças climáticas em situações onde se confrontam diversos objetivos e muitos deles por vezes conflitantes (Pohekar & Ramachandran, 2004). Freqüentemente também os problemas considerados incluem a

necessidade de avaliações com fortes componentes subjetivos ou qualitativos que devem ser incorporadas ao processo de decisão.

Para o presente trabalho optou-se por utilizar uma das técnicas mais conhecidas de "ranqueamento" (ou priorização) de soluções conhecida por PROMETHEE, implementado através de um aplicativo de domínio público PRADIN 2.5 – Programa para Apoio à Tomada de Decisão Baseada em Indicadores (Associação Nacional das Instituições de Planejamento, Pesquisa e Estatística - ANDIPES, 2009). O aspecto de maior relevância para adoção do método é o fato de considerar a subjetividade, a partir do conjunto de valores/interesses de cada decisor, e tem como propósito a ordenação das alternativas.

O método Prométhée II, utilizado pelo aplicativo PRADIN 2.5 consiste em realizar uma ordenação das alternativas avaliadas segundo um sistema de preferência (Tabela 1). Esse método consiste ainda, em confrontar o desempenho das alternativas critério a critério (no caso os critérios referem-se aos parâmetros definidos a Matriz de Desafios, considerados aqui como os critérios de avaliação das tecnologias. Essa avaliação é feita a partir de comparações binárias e utiliza o conceito do pseudocritério associando a eles limites de indiferença (q) e limites de preferência estrita (p). A partir de comparações do desempenho das alternativas critério a critério, segundo uma dada função de preferência, o Prométhée II busca examinar a afirmação de que a alternativa $x_i$ é estritamente preferível à alternativa k $x_k$.

O método usa uma função preferência $P_j(a,b)$ que é função da diferença $d_j$ entre duas alternativas para o critério $_j$, ou seja $d_j$= f(a,j) - f(b,j), onde f(a,j) e f(b,j) são os valores de duas alternativas a e b para o critério j.

Os limites dos valores aceitos para se preferir uma alternativa a outra, ou de mostrar indiferença *q'* ou *p'* são definidas dependendo da função critério. Duas alternativas são indiferentes pelo critério *j* se $d_j$ nao excede o limite de indiferença *q'*. Se $d_j$ é maior que *p'*, então dizemos que existe uma preferência estrita pela alternativa *a*. è construído um índice $\pi$ de preferência multicritério para as alternativas a e b:

$$\pi(a,b) = \frac{\sum_{j=1}^{J} P w_j P_j(a,b)}{\sum_{j=1}^{J} w_j}$$

$$\phi^+(a) = \sum_{A} \pi(a,b)$$

$$\phi^-(a) = \sum_{A} \pi(b,a)$$

$$\phi(a) = \phi^+(a) - \phi^-(a)$$

Onde $w_j$ é o peso dado ao critério *j*, $\emptyset^+(a)$ é o limite superior para preferir a alternativa *a* (considerando o conjunto de alternativas A), $\emptyset^-(a)$ o limite inferior. A alternativa *a* é preferida à alternativa *b* se $\emptyset(a) > \emptyset(b)$, se $\emptyset(a) = \emptyset(b)$, elas são indiferentes.

### 3.1.1. A valoração das tecnologias de acordo com os critérios

A valoração das tecnologias de energia propostas para atender aos requerimentos futuros de energia é feita analisando-se o grau de impacto (de acordo com a Tabela 1) para cada uma das variáveis escolhidas. É apresentada uma justificativa para o valor escolhido na seção onde esta análise é realizada. A correspondência numérica é aquela utilizada para a análise multicritério.

Tabela 1: Escala de avaliação de impactos das tecnologias

| 1/9 | 1/7 | 1/5 | 1/3 | 1 | 3 | 5 | 7 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Extrema-mente | Bastante | Muito | Pouco | Neutro | Pouco | Muito | Bastante | Extrema-mente |

Impactos negativos Impactos positivos

## 3.2. Matriz de Desafios

Neste estudo a utilização de uma Matriz de Desafios teve um aspecto diferente daquele apresentado no trabalho “Energias do Futuro”. Ela não foi utilizada para sinalizar áreas de problemas da matriz futura de energia do país e sim foi usada para definir os critérios para avaliação das tecnologias (Tabela 2).

**Tabela 2: Matriz de Desafios (modelo utilizado)**

| Tecnologias | Critérios | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Emissões | Custo | Expectativa de implementação comercial | Matriz futura | Saúde e segurança públicas | Uso de terra, biodiversidade e água | Aceitação social |
| Geração de Eletricidade | | | | | | | |
| Tec1 | | | | | | | |
| Tec2 | | | | | | | |
| etc | | | | | | | |
| Combustíveis e Calor | | | | | | | |
| Tec1 | | | | | | | |
| Tec2 | | | | | | | |
| etc | | | | | | | |

## 3.3. O Módulo Integrador

Através de uma representação esquemática do sistema energético procede-se a uma sinalização dos segmentos onde são esperados maiores esforços para P&D com o objetivo de se obter maiores impactos em reduções de GEE. A figura 3 apresenta o resultado do trabalho Energias do Futuro para exemplificar o emprego do módulo integrador. Para o presente trabalho, os critérios e pesos são diferentes, além do enfoque ser voltado para a mitigação de gases precursores de efeito estufa e inserção de tecnologias "limpas" na matriz energética nacional.

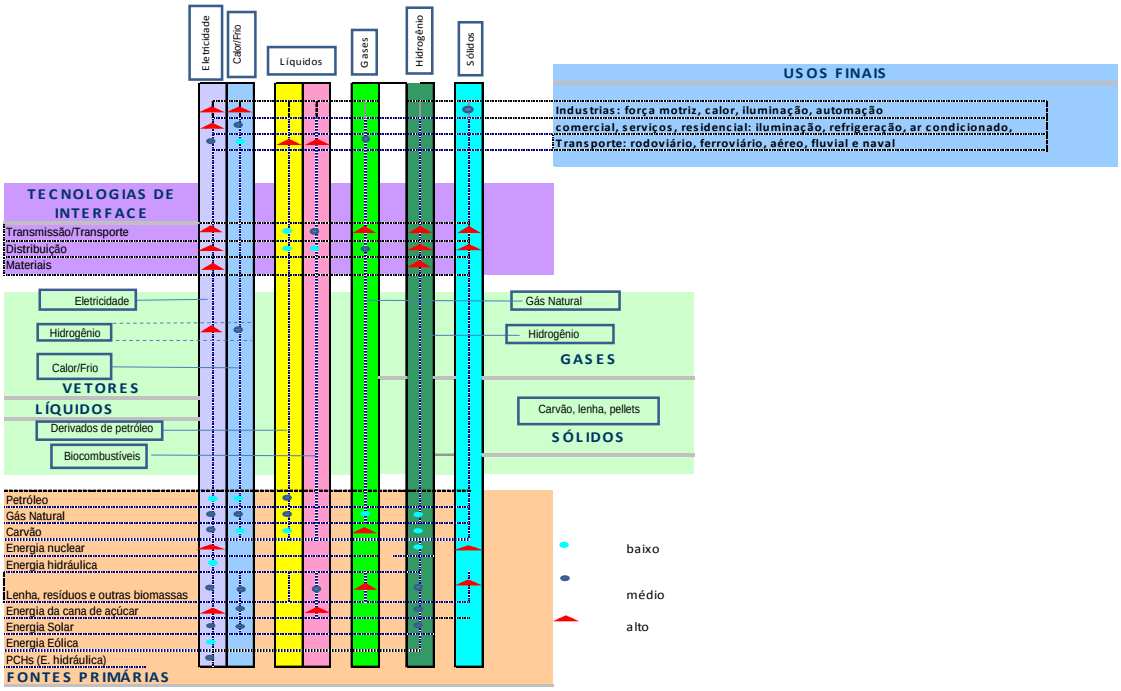



**Figura 3: Intensidade de esforços em P&D para o sistema energético brasileiro**

Fonte: CGEE (2008).

# 4. CENÁRIOS DE EMISSÕES FUTURAS PARA O MUNDO E PARA O BRASIL

Esta seção tem como objetivo sistematizar as informações sobre o quadro atual e futuro do consumo de combustíveis fósseis e os seus efeitos sobre a emissão de GEE a partir dos cenários de crescimento econômico, de demanda de energia e de emissões associadas. Primeiramente é analisado o primeiro relatório especial de emissões do IPCC. Posteriormente, os cenários de emissões do *Department of Energy* (DOE) dos Estados Unidos, e o relatório do *International Energy Agency* (IEA) são resumidos. Por último, o *4th Assessment Report* do IPCC de 2007 é descrito, relatório este que enfatiza a necessidade de intervenções governamentais para que as emissões estabilizem em níveis aceitáveis nos próximos 100 anos. Após estas análises, os cenários de emissões para o Brasil são descritos, com base no

Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) e no PDE 2007-2016 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o Ministério de Minas e Energia (MME).

Esta análise procura fundamentar a importância da adoção de tecnologias com menor impacto nas emissões de GEE para o Brasil. É necessário saber se o país está caminhando na direção dos esforços mundiais para a mitigação de GEE, ou se ainda é necessário modificações na matriz de fontes primárias e esforços adicionais em eficiência energética para tanto.

A partir desta análise, é possível estudar as principais tecnologias que proporcionariam a mitigação de GEE no país, identificar lacunas e oportunidades de P&D e inovação naquelas em desenvolvimento ou maduras.

## 4.1. Relatório Especial do IPCC: Cenários de Emissões

Em 2000, o *Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC)* publicou um relatório especial de emissões (SRES). Este trabalho simulou 40 cenários de emissões futuras de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o mundo.

Os cenários foram agrupados em quatro grandes categorias, A1, A2, B1 e B2. As principais componentes consideradas nestes cenários foram a população, economia, tecnologia, energia e agricultura (uso da terra). Os eixos em que os enredos dos cenários foram desenvolvidos foram o regional-global e o econômico-ambiental. A figura 4 ilustra graficamente estes cenários.

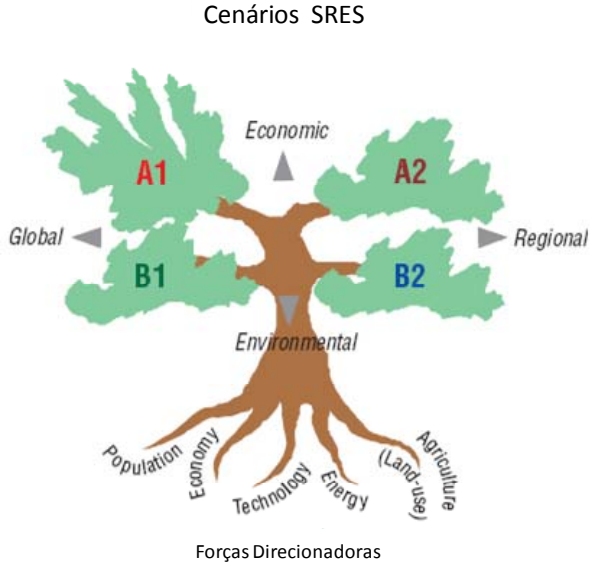



Figura 4: estrutura dos cenários utilizados pelo relatório especial SRES do IPCC

Fonte: IPCC, 2000

Os resumos dos grupos de cenários utilizados pelo SRES são descritos abaixo:

- A1: rápido crescimento econômico, população global chega ao pico na metade do século XXI diminuindo após; rápida introdução de novas tecnologias eficientes. Aumento da globalização, redução de diferenças regionais, aumento de interações culturais e sociais, reduzindo diferenças regionais na renda per capta. As variantes A1F1, A1T e A1B consideram diferentes sistemas energéticos.

- A2: mundo bastante heterogêneo. Preservação das identidades locais. Aumento da população global, desenvolvimento econômico regional. Crescimento da renda per capta e mudanças tecnológicas mais fragmentadas e lentas do que outros cenários.

- B1: mundo convergente, com mesmo cenário de pico da população no meio do século e posterior declínio. Rápidas mudanças na estrutura econômica na direção da economia da informação, com redução na intensidade de uso de materiais e introdução de tecnologias limpas e eficientes. Ênfase em soluções globais, sociais e sustentabilidade ambiental. Sem iniciativas adicionais em mudanças climáticas.

- B2: mundo com ênfase em soluções econômicas, sociais e sustentabilidade locais. Mundo com contínuo aumento da população, a uma taxa menor do que em A2. Níveis intermediários de desenvolvimento econômico, e menores mudanças na diversidade tecnológica do que B1 e A1. Cenário é orientado para a proteção ambiental e igualdade social, mas foca em soluções locais e regionais.

A figura 5 descreve graficamente as forças direcionadoras utilizadas pelo estudo, ilustrando em quais cenários há aumento, diminuição ou variação destas variáveis. As forças direcionadoras consideradas pelo estudo foram: população (*population*), economia (*economy*), meio ambiente (*environment*), igualdade (*equity*), tecnologia (*technology*) e globalização (*globalization*).

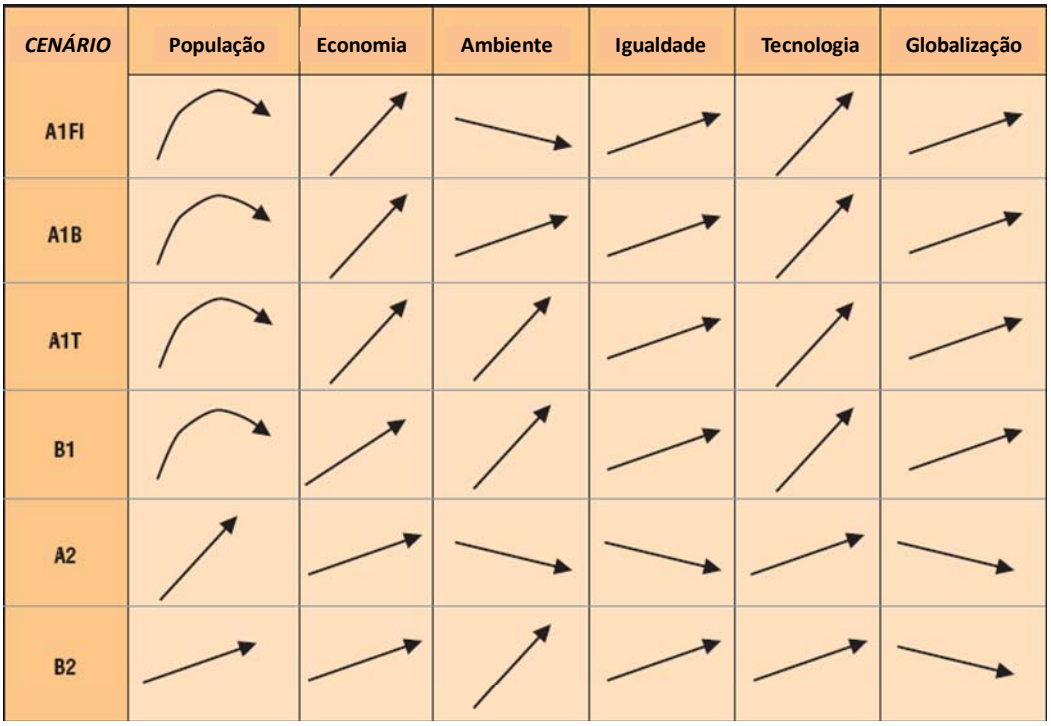



Figura 5: intensidade das forças direcionadoras utilizadas nos cenários do SRES do IPCC

Fonte: IPCC, 2000

Conforme descrito anteriormente, o IPCC elaborou 40 cenários, agrupando-os em quatro grupos (A1, A2, B1 e B2). Após o agrupamento em quatro grupos, o IPCC ainda considerou um cenário de referência para cada grupo, chamado de cenário *marker*. Estes quatro cenários *marker* (de referência) são utilizados como referência nas análises futuras de potencial de redução, elaboração de políticas, estabilização da concentração de gases de efeito estufa, etc. Todos os cenários elaborados pelo SRES são cenários de não intervenção, ou seja, a própria sociedade e o mercado caminhariam na direção proposta.

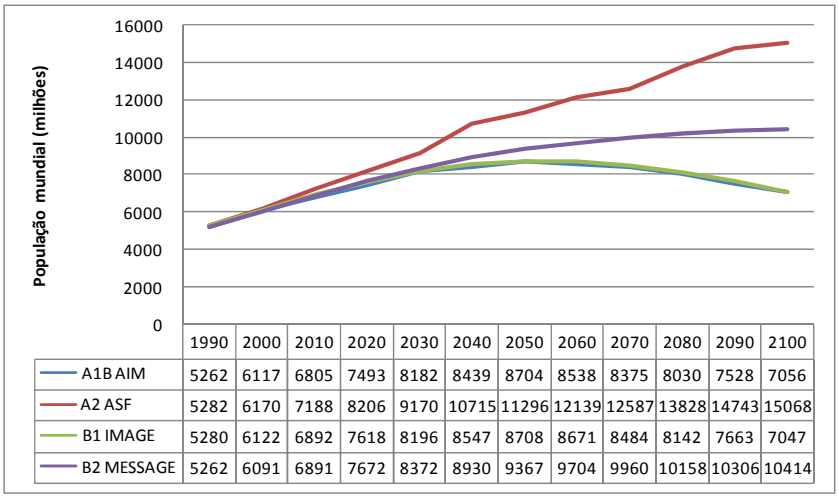
Para a modelagem dos cenários, foram utilizados alguns modelos de projeção, notadamente os modelos MESSAGE, AIM, ASF, IMAGE, MARIA, MINICAM e HIGH MINICAM. Estas modelagens foram aplicadas nos diferentes cenários, criando desta forma os 40 cenários citados.

Os cenários de emissões selecionados pelo IPCC como cenários *marker* (de referência) foram o A1B AIM, A2 ASF, B1 IMAGE e o B2 MESSAGE.

### 4.1.1. Projeção da Economia e população

A presente subseção pretende ilustrar a evolução da economia e população considerada na projeção dos quatro cenários de referência do IPCC (A1B AIM, A2 ASF, B1 IMAGE e B2 MESSAGE).

A figura 6 ilustra a projeção da evolução da população mundial até 2100 nos quatro cenários de referência. É possível notar que os cenários B1 IMAGE e A1B AIM são semelhantes, com um pico da população mundial em 2050 e posterior declínio; esta tendência é utilizada em todos os grupos de cenários efetuados em B1 e A1. O cenário A2 ASF e B2 MESSAGE assumem crescimento da população mundial até 2100, com taxas menores em B2 MESSAGE e maiores em A2 ASF; esta também é a tendência utilizada nos grupos de cenários A2 e B2.

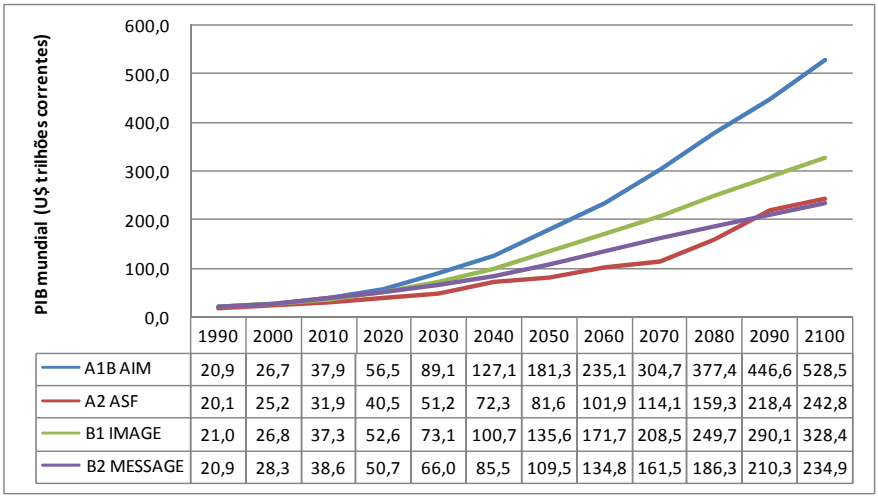



| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1B AIM | 5262 | 6117 | 6805 | 7493 | 8182 | 8439 | 8704 | 8538 | 8375 | 8030 | 7528 | 7056 |
| A2 ASF | 5282 | 6170 | 7188 | 8206 | 9170 | 10715 | 11296 | 12139 | 12587 | 13828 | 14743 | 15068 |
| B1 IMAGE | 5280 | 6122 | 6892 | 7618 | 8196 | 8547 | 8708 | 8671 | 8484 | 8142 | 7663 | 7047 |
| B2 MESSAGE | 5262 | 6091 | 6891 | 7672 | 8372 | 8930 | 9367 | 9704 | 9960 | 10158 | 10306 | 10414 |

Figura 6: projeção da evolução da população mundial até 2100 nos quatro cenários de referência

Fonte: elaboração própria, com base em IPCC, 2000

Para a economia, consideraram-se diferentes taxas de crescimento do PIB mundial. O cenário A1 AIM considera que o PIB mundial chegará a U$ 528,5 trilhões em 2100, o que refletiria numa taxa anual aproximada de 3%; o PIB per capta neste caso seria de U$ 75.000,00 anuais (PIB/população) em 2100, ante a U$ 4.000,00 apurado em 1990. O cenário A2 ASF apresenta um crescimento descontínuo, chegando a U$ 242,8 trilhões em 2100, uma taxa anual aproximada de 2,3%; o PIB per capta neste caso seria de U$ 16.000,00 anuais. Para o cenário B1 IMAGE, o PIB alcançaria U$ 328,4 trilhões no ano de 2100, o que significa uma taxa anual aproximada de 2,5%; o PIB per capta neste caso seria de U$ 47.000,00 anuais em 2100. No último cenário de referência, o B2 MESSAGE, o PIB mundial seria de U$ 234,9 trilhões em 2100, crescendo a uma taxa anual aproximada de 2,5%; o PIB per capta neste caso seria de U$ 23.000,00 anuais. É importante ressaltar que os valores considerados em dólares são correntes.




| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1B AIM | 20,9 | 26,7 | 37,9 | 56,5 | 89,1 | 127,1 | 181,3 | 235,1 | 304,7 | 377,4 | 446,6 | 528,5 |
| A2 ASF | 20,1 | 25,2 | 31,9 | 40,5 | 51,2 | 72,3 | 81,6 | 101,9 | 114,1 | 159,3 | 218,4 | 242,8 |
| B1 IMAGE | 21,0 | 26,8 | 37,3 | 52,6 | 73,1 | 100,7 | 135,6 | 171,7 | 208,5 | 249,7 | 290,1 | 328,4 |
| B2 MESSAGE | 20,9 | 28,3 | 38,6 | 50,7 | 66,0 | 85,5 | 109,5 | 134,8 | 161,5 | 186,3 | 210,3 | 234,9 |

Figura 7: projeção da evolução do PIB mundial até 2100 nos quatro cenários de referência

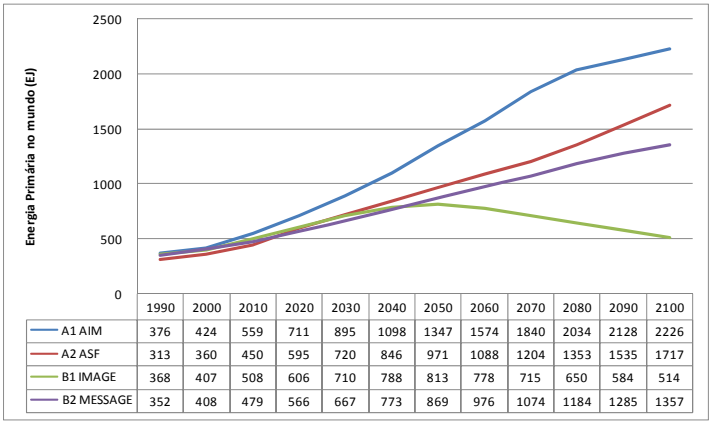
Fonte: elaborado com base em IPCC, 2000

### 4.1.2. Projeção da Energia Primária

Os cenários do IPCC projetam a evolução da energia primária no mundo até 2100, para que seja possível estabelecer as emissões associadas ao consumo da energia produzida.

A figura 8 ilustra a projeção da energia primária, em EJ, para os quatro cenários de referência do IPCC.

O cenário A1B AIM é o cenário com maior crescimento da energia primária, chegando a 2.226 EJ em 2100; este cenário também considera grande desenvolvimento tecnológico em tecnologias eficientes. O segundo cenário com maior energia disponível em 2100 é o A2 ASF, com 1.717 EJ; este cenário considera menor desenvolvimento tecnológico. O cenário B2 MESSAGE considera que a energia primária disponível alcançará 1.357 EJ em 2100, e também considera menor desenvolvimento tecnológico, decorrente em parte pela diminuição da difusão tecnológica ocasionada pela maior regionalização. O cenário B1 IMAGE apresenta menor disponibilidade de energia primária, com 514 EJ em 2100; este cenário possui grande desenvolvimento em tecnologias limpas e eficientes.




| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1 AIM | 376 | 424 | 559 | 711 | 895 | 1098 | 1347 | 1574 | 1840 | 2034 | 2128 | 2226 |
| A2 ASF | 313 | 360 | 450 | 595 | 720 | 846 | 971 | 1088 | 1204 | 1353 | 1535 | 1717 |
| B1 IMAGE | 368 | 407 | 508 | 606 | 710 | 788 | 813 | 778 | 715 | 650 | 584 | 514 |
| B2 MESSAGE | 352 | 408 | 479 | 566 | 667 | 773 | 869 | 976 | 1074 | 1184 | 1285 | 1357 |

Figura 8: projeção da evolução da população mundial até 2100 nos quatro cenários de referência

Fonte: elaboração própria, com base em IPCC, 2000

As figuras 9, 10, 11 e 12 ilustram a evolução da matriz energética dos quatro cenários de referência do IPCC.

De acordo com a figura 9, o cenário A1B AIM considera que a matriz futura será mais limpa, com aproximadamente 60% de fontes renováveis em 2100. Destaca-se, neste cenário, ligeiro aumento da participação de fontes de origem fóssil até 2030 (com destaque para o gás natural), e a grande participação do gás natural e de fontes renováveis até 2100.

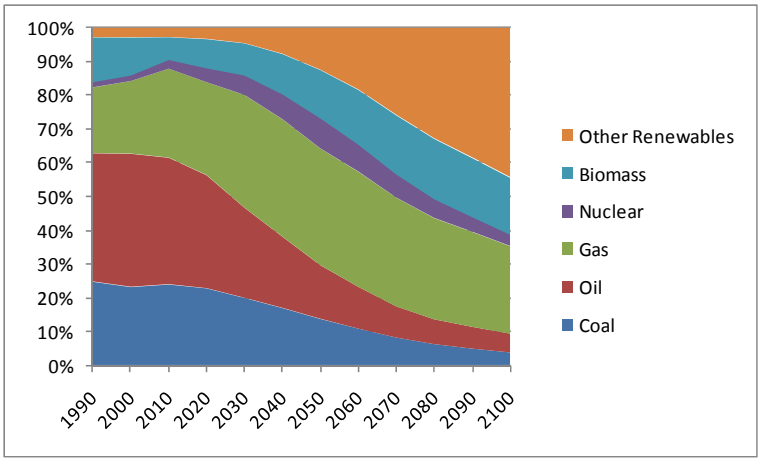



Figura 9: projeção da evolução da matriz energética mundial até 2100 no cenário A1B AIM

Fonte: elaboração própria, com base em IPCC, 2000

A figura 9 ilustra o cenário A2 ASF, que considera ainda uma matriz predominantemente fóssil em 2100, com predomínio do carvão e gás natural. Até 2030 não é considerada nenhuma mudança radical, apenas a diminuição da participação do petróleo.

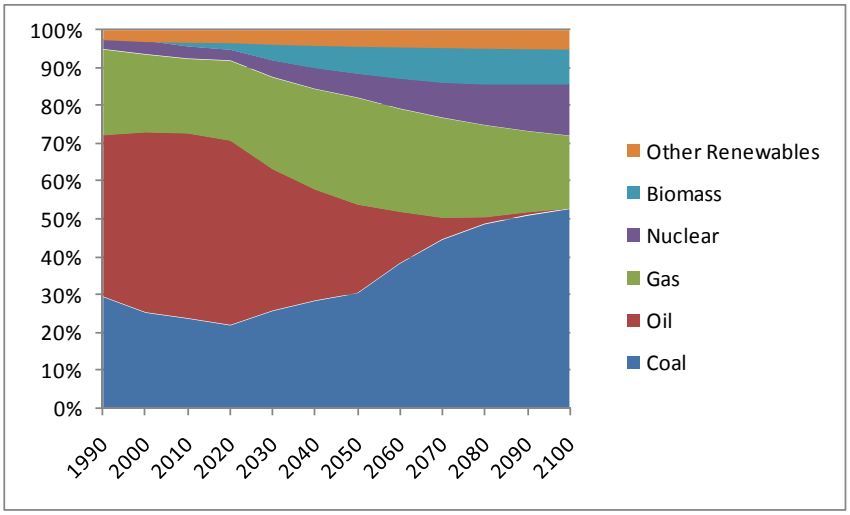



Figura 10 : projeção da evolução da matriz energética mundial até 2100 no cenário A2 ASF

Fonte: elaboração própria, com base em IPCC, 2000

A figura 10 ilustra a evolução da matriz energética no cenário B1 IMAGE, que considera crescimento da produção de eletricidade através de fontes não fósseis de energia, e aumento da participação da biomassa em 2100. Até 2030 não há grandes rupturas.

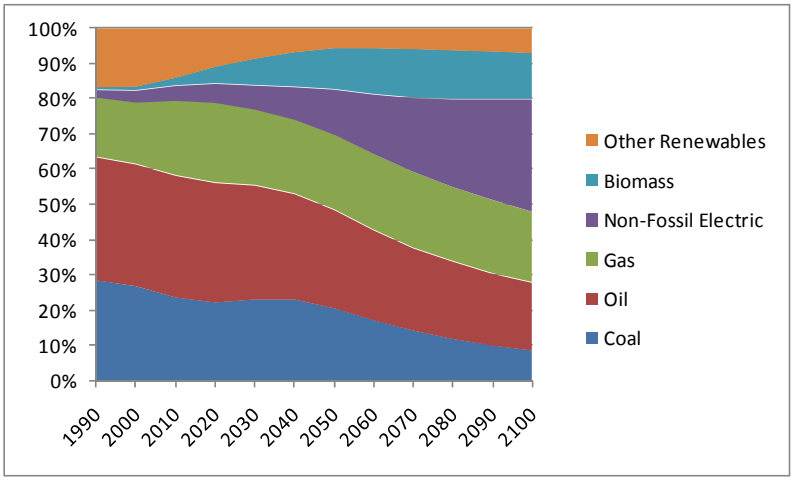



Figura 11: projeção da evolução da matriz energética mundial até 2100 no cenário B1 IMAGE

Fonte: elaboração própria, com base em IPCC, 2000

A figura 11 ilustra a evolução da matriz no cenário B2 MESSAGE, sendo possível notar ainda grande participação dos combustíveis fósseis em 2100, com destaque para o gás natural e carvão; nota-se também aumento da participação relativa da biomassa e outras fontes renováveis. Em 2030, espera-se a diminuição da participação do carvão e aumento do gás natural e outras renováveis neste cenário.

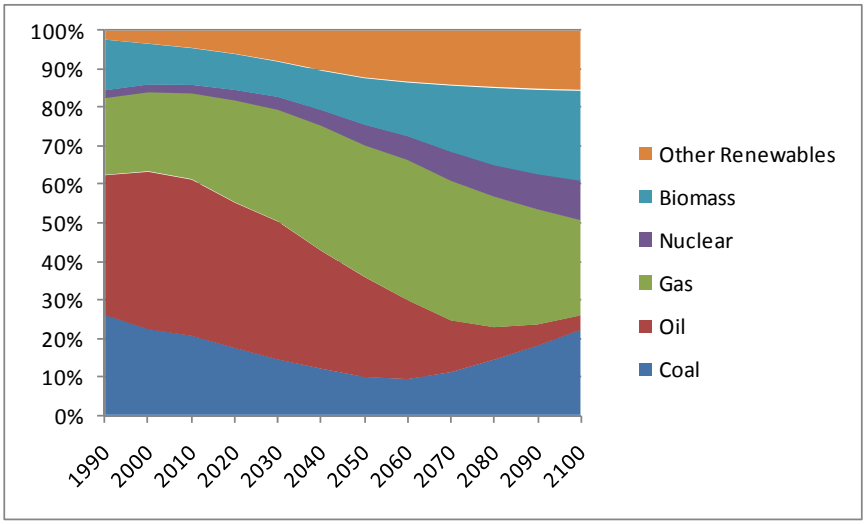



Figura 12: projeção da evolução da matriz energética mundial até 2100 no cenário B2 MESSAGE

Fonte: elaboração própria, com base em IPCC, 2000

A tabela 3 ilustra a intensidade energética em 1990, em 2030 e 2100 dos três cenários de referência. Em todos os cenários considerados, a intensidade energética diminui. Os cenários A1B AIM e B1 IMAGE, que consideram um mundo mais globalizado, maior difusão e desenvolvimento tecnológico, possuem as menores intensidades energéticas em 2030 e 2100.

Tabela 3: Intensidade Energética dos Cenários de Referência

| Cenário | Intensidade Energética (MJ/U$) | | |
|---|---|---|---|
| | 1990 | 2030 | 2100 |
| A1B AIM | 18,00 | 10,05 | 4,21 |
| A2 ASF | 15,58 | 14,08 | 7,07 |
| B1 IMAGE | 17,54 | 9,72 | 1,57 |
| B2 MESSAGE | 16,82 | 10,10 | 5,78 |

### 4.1.3. Projeção das emissões associadas

É esperado que os níveis de emissões futuras de $CO_2$ dependam principalmente do consumo total de energia e da estrutura do suprimento de energia. A partir dos cenários elaborados pelo IPCC de projeção da utilização de energia primária, é possível estimar as emissões associadas ao consumo de combustíveis e processos industriais. No total foram elaborados 40 cenários de emissões nas áreas de energia e indústria, o que inclui sua utilização para a geração de eletricidade, em veículos automotivos ou sua utilização na indústria.

A figura 13 ilustra as emissões $CO_2$ associadas ao consumo de combustíveis e processos industriais dos quatro cenários de referência. Os fatores determinantes considerados para as emissões são o nível do desenvolvimento das tecnologias de energia e a matriz energética futura, já que o consumo de energia é projetado em todos os cenários.

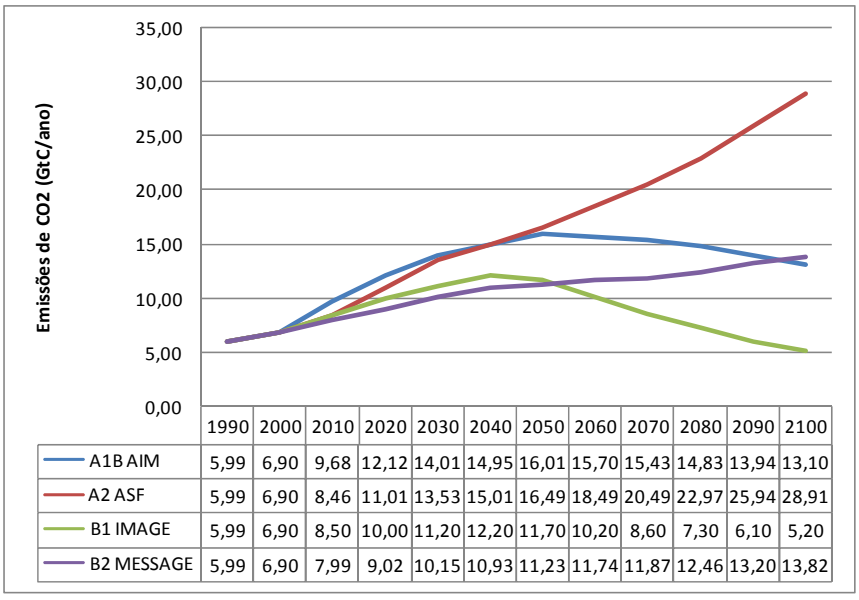
O cenário com as menores emissões futuras considerado em 2100 é o B1 IMAGE (5,20 GtC), devido ao desenvolvimento de tecnologias limpas e eficientes; de uma matriz futura mais "limpa", com aproximadamente 50% de energia primária renovável; do baixo consumo (514 EJ) e da baixa intensidade energética (1,57 EJ/U$ trilhões).

O cenário A1B AIM considera um maior crescimento econômico e o maior consumo futuro de energia em 2100 (2.226 EJ); considera também baixa intensidade energética (4,21 EJ/U$ trilhões). Contudo, suas emissões são menores do que os cenários A2 ASF e B2 MESSAGE, com 13,10 GtC, devido ao desenvolvimento de tecnologias eficientes e de uma matriz mais limpa (60% de renováveis).

O cenário B2 MESSAGE considera menor desenvolvimento tecnológico e econômico, com baixa difusão de tecnologias devido ao processo de regionalização mundial. As emissões associadas de carbono ao consumo de 1.357 EJ são de 13,82 GtC; a intensidade energética neste cenário em 2100 é relativamente maior do que os cenários A1 AIM e B1 IMAGE (5,78 EJ/U$ trilhões). A matriz energética em 2100 considera 60% de combustíveis fósseis.

O cenário A2 ASF considera uma matriz futura "suja", com mais de 80% de energia primária de origem fóssil em 2100. O desenvolvimento tecnológico é pequeno, com consumo de energia na ordem de 1.717 EJ e emissões associadas de 28,91 GtC. A intensidade energética neste cenário é a maior de todas para o ano de 2100 (7,07 EJ/U$ trilhões).

Até 2030, todos os cenários consideram aumento das emissões de $CO_2$.




| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1B AIM | 5,99 | 6,90 | 9,68 | 12,12 | 14,01 | 14,95 | 16,01 | 15,70 | 15,43 | 14,83 | 13,94 | 13,10 |
| A2 ASF | 5,99 | 6,90 | 8,46 | 11,01 | 13,53 | 15,01 | 16,49 | 18,49 | 20,49 | 22,97 | 25,94 | 28,91 |
| B1 IMAGE | 5,99 | 6,90 | 8,50 | 10,00 | 11,20 | 12,20 | 11,70 | 10,20 | 8,60 | 7,30 | 6,10 | 5,20 |
| B2 MESSAGE | 5,99 | 6,90 | 7,99 | 9,02 | 10,15 | 10,93 | 11,23 | 11,74 | 11,87 | 12,46 | 13,20 | 13,82 |

**Figura 13: emissões $CO_2$ associadas ao consumo de combustíveis e processos industriais dos quatro cenários de referência.**

Fonte: elaboração própria, com base em IPCC, 2000

### 4.1.4. Conclusões do SRES

A tabela 4 resume as principais informações dos quatro cenários de referência do IPCC.

O cenário A1B AIM considera um mundo voltado para a economia e globalização. A economia cresce 3% ao ano até 2100 e o consumo de energia é a maior de todos os cenários. O grande desenvolvimento tecnológico deste cenário permite que a intensidade energética e as emissões associadas não aumentem abruptamente.

O cenário A2 ASF é um cenário econômico e regional, com pouco avanço tecnológico e sem muita preocupação com o meio ambiente. A intensidade energética é a maior dos quatro cenários, bem como as emissões associadas.

O cenário B1 IMAGE considera um mundo mais preocupado com o meio ambiente e globalizado. O grande desenvolvimento em tecnologias limpas e eficientes,, e a maior desmaterialização da economia faz com que o consumo energético seja o menor de todos os cenários. A intensidade energética também diminui drasticamente, refletindo nas menores emissões associadas em 2100 dos quatro cenários considerados.

O cenário B2 MESSAGE possui maior preocupação ambiental e é mais regionalizado. O crescimento econômico é o menor dos quatro, mas a evolução do consumo de energia é grande, devido ao menor desenvolvimento tecnológico considerado. A intensidade energética diminui a ritmo mais moderado, e as emissões associadas são as menores em 2030 e a segunda maior em 2100.

**Tabela 4: resumo dos principais indicadores dos quatro cenários de referência do SRES**

| Cenário | Enredo do cenário | Crescimento do PIB mundial aproximado (% aa) | Consumo energético (EJ) | | Intensidade Energetica (EJ/U$ trilhões) | | Emissões de CO2 associadas (GtC) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 2030 | 2100 | 2030 | 2100 | 2030 | 2100 |
| A1B AIM | Econômico e Global | 3,0% | 895 | 2226 | 10,05 | 4,21 | 14,01 | 13,10 |
| A2 ASF | Econômico e Regional | 2,3% | 720 | 1717 | 14,08 | 7,07 | 13,53 | 28,91 |
| B1 IMAGE | Ambiental e Global | 2,5% | 710 | 514 | 9,72 | 1,57 | 11,20 | 5,20 |
| B2 MESSAGE | Ambiental e Regional | 2,2% | 667 | 1357 | 10,10 | 5,78 | 10,15 | 13,82 |

## 4.2. Cenário de Emissões do Department of Energy (DOE) dos Estados Unidos

O Department of Energy (DOE) dos Estados Unidos realiza anualmente projeções econômicas, de demanda de energia e emissões associadas futuras para o mundo. A presente

subseção pretende resumir as projeções efetuadas no último exercício do “International Energy Outlook 2008”.

Considerando-se o crescimento econômico, o DOE considera que o mundo crescerá a uma taxa de 3% ao ano entre 2005 e 2030.

Com relação ao consumo de energia, o DOE projeta que até 2030 chegará a 659 EJ, conforme ilustra a figura 14.

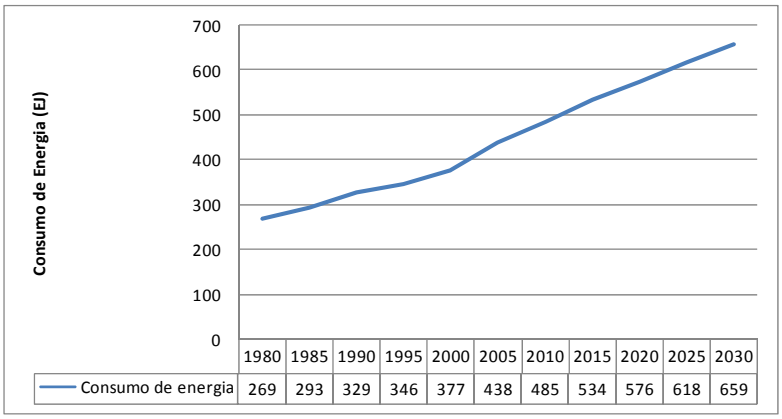



**Figura 14: evolução do consumo de combustíveis no período de 1980-2030, em EJ**

Fonte: elaboração própria, com base em DOE, 2008

A matriz energética mundial estimada para 2030 não prevê grandes modificações. A participação do carvão aumenta em relação a 2005, e o de combustíveis líquidos diminui.

As emissões associadas ao consumo de combustíveis fósseis alcançará aproximadamente 42,3 bilhões de toneladas métricas de dióxido de carbono ($GtCO_2$) em 2030, conforme descreve a figura 15. O principal emissor será o carvão, seguido dos combustíveis líquidos e do gás natural.

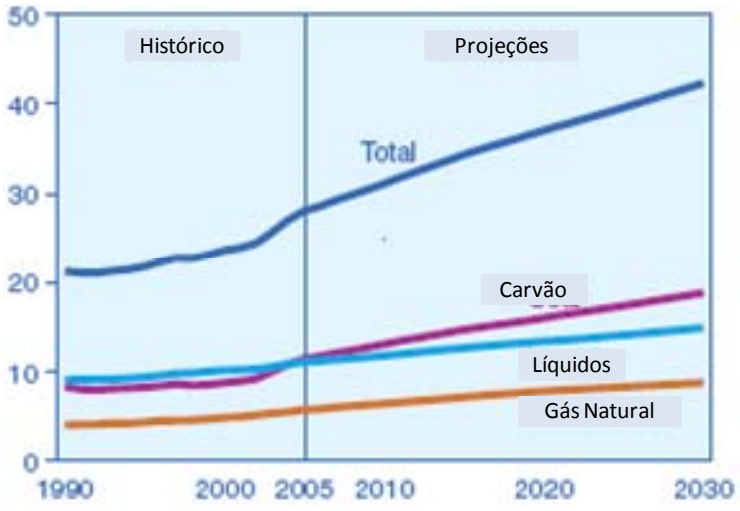


**Figura 15: Emissões de dióxido de carbono provenientes de combustíveis fósseis, em bilhões de toneladas métricas**

Fonte: DOE, 2008

A unidade do relatório SRES do IPCC é GtC, e não $GtCO_2$, unidade utilizada pelo DOE. Como 1GtC equivale a 3,67 $GtCO_2$, o valor de 42,3 $GtCO_2$ é igual a 11,53 GtC. Comparado com os quatro cenários de referência do IPCC para o ano de 2030, este valor mais próximo do B1 IMAGE: A1B AIM=14,01 GtC; A2 ASF= 13,53 GtC; B1 IMAGE= 11,20 GtC; e B2 MESSAGE= 10,15 GtC.

## 4.3. Cenário de Emissões do International Energy Agency (IEA)

A International Energy Agency (IEA) realiza anualmente a publicação Planejamento Energético (Energy Outlook), visando projetar o consumo de energia para os próximos anos no mundo.

Em sua versão 2007, a publicação projeta o consumo de energia primária para 2030. IEA trabalha com três cenários, um de referência, um de alto crescimento, e outro alternativo, que considera intervenções governamentais através de políticas públicas.

A figura 16 ilustra a evolução da demanda por energia primária para 2030 no cenário de referência, em bilhões de toneladas de petróleo equivalente. Convertendo unidades, em 2005 a demanda por energia primária foi de 562 EJ em base tep, e em 2030 será de 827 EJ. A tabela 5 ilustra estes valores em 2005 e 2030, em Mtep, por fonte.

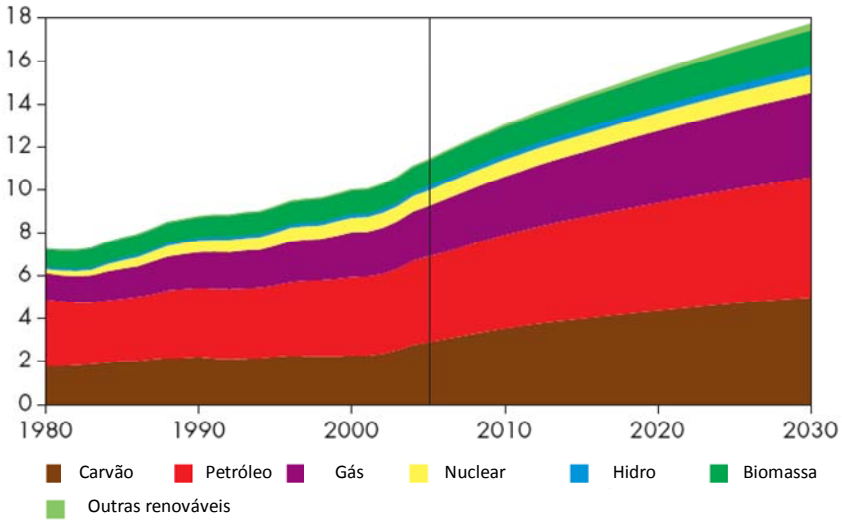



**Figura 16: evolução da demanda por energia primária para 2030 no cenário de referência, em bilhões de toneladas de petróleo equivalente**

Fonte: IEA, 2007

**Tabela 5: demanda por energia primária em 2005 e projetada para 2030, em Mtep para o mundo**

| Energia Primária (Mtep) | 2005 | 2030 | 2005-2030 |
|---|---|---|---|
| Carvão | 2.892 | 4.994 | 2,2% |
| Petróleo | 4.000 | 5.585 | 1,3% |
| Gás Natural | 2.354 | 3.948 | 2,1% |
| Nuclear | 721 | 854 | 0,7% |
| Hidro | 251 | 416 | 2,0% |
| Biomassa e Resíduos | 1.149 | 1.615 | 1,4% |
| Outras Renováveis | 61 | 308 | 6,7% |
| Total | 13.433 | 19.750 | 1,8% |

Fonte: adaptação de IEA, 2007

De acordo com IEA, a participação de mercado das fontes de energia primária não variará muito entre 2005 e 2030, conforme descreve a figura 17.

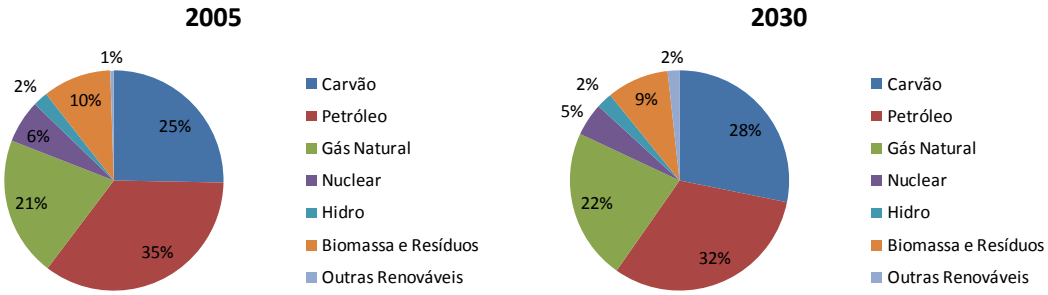



**Figura 17: participação de mercado da energia primária em 2005 e projetada para 2030**

Fonte: adaptação de IEA, 2007

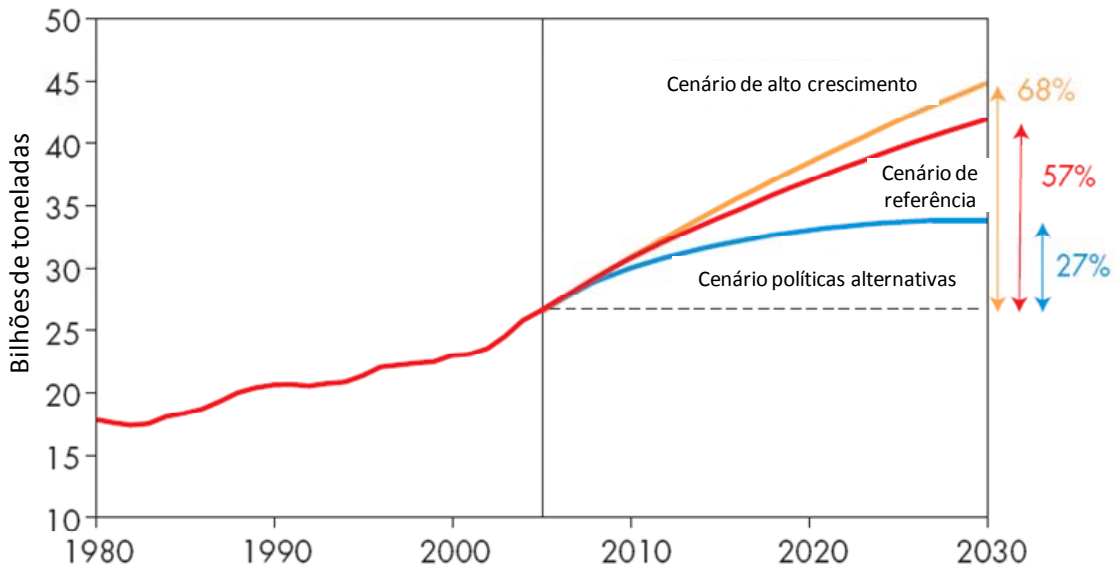



**Figura 18: Emissões de $CO_2$ provenientes de energia primária**

Fonte: IEA (2007)

A figura 18 mostra que no cenário de referência considerado, as emissões de $CO_2$ atingirão 41,9 gigatoneladas de dióxido de carbono, ou, realizando a conversão, 11,42 GtC; este valor é bem próximo do cenário B1 IMAGE do SRES, cujas emissões projetadas para 2030 são de 11,20 GtC. Em $GtCO_2$, os valores do SRES, DOE e IEA são respectivamente 41,1 $GtCO_2$, 41,9 $GtCO_2$ e 42,3 $GtCO_2$.

É importante enfatizar que os cenários SRES e os cenários de referência do DOE e IEA são cenários de não intervenção governamental.

## 4.4. 4th Assessment Report

Após os cenários de emissões publicados no Relatório Especial sobre Cenários de Emissões (SRES) em 2000, novos cenários foram sendo construídos para o terceiro relatório do IPCC (TAR) em 2001, chamados de cenários post-SRES.

Ao contrário dos cenários do SRES, para os cenários post-SRES não existem disponíveis os valores em forma de planilha.

A figura 19 ilustra que os cenários chamados de *post-SRES*, que são os cenários do Third Assessment Report (TAR), não se distanciam muito dos cenários SRES. 80% dos cenários gerados post-SRES estão dentro do universo dos cenários de emissões de SRES. Apenas os extremos foram alterados, devido a um maior estresse nas forças direcionadoras e narrativas dos cenários.

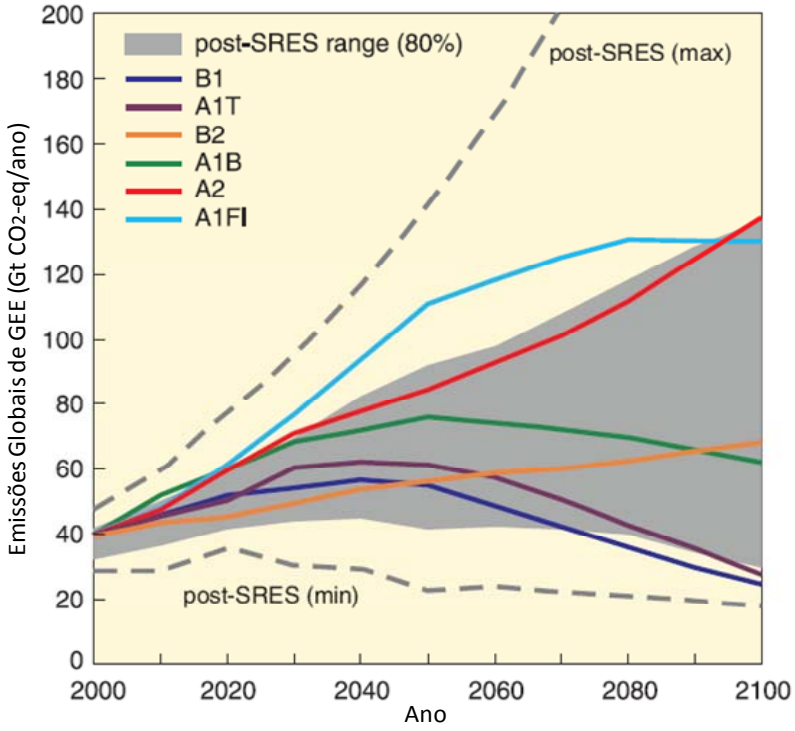



**Figura 19: cenários de emissões globais de dióxido de carbono do SRES e post-SRES.**

Fonte: IPCC, 2007.

Após os cenários SRES e post-SRES, houve a elaboração de novos cenários, chamados de post-TAR (pós *Third Assessment Report*). Estes cenários adicionais são cenários de mitigação, que já consideram intervenções governamentais em sua elaboração. Estes cenários consideram diferentes níveis de concentração de $CO_2$ na atmosfera, e abordam em quais níveis os cenários estudados incidem. Os cenários post-TAR são também chamados de cenários de estabilização.

As concentrações na atmosfera foram divididas em seis categorias: I) concentração de $CO_2$ equivalente de 445-490 ppm; II) concentração de $CO_2$ equivalente de 490-535 ppm; III) concentração de $CO_2$ equivalente de 535-590 ppm; IV) Concentração de $CO_2$ equivalente de 590-710 ppm; V) concentração de $CO_2$ equivalente de 710-855 ppm; VI) concentração de $CO_2$ equivalente de 855-1130 ppm.

O *4th assessment report* do IPCC estabelece como meta em seu cenário I, que a concentração de $CO_2$ equivalente na atmosfera não ultrapasse os 490 ppm em 2050, visando evitar que o aquecimento global prejudique em demasia o planeta e seu ecossistema. Existem seis cenários de estabilização post-TAR que estão dentro desta categoria até 2100. O texto do *Fourth Assessment Report* não detalha estes cenários, contudo enfatiza duas medidas como as principais promotoras destes cenários, que são a melhoria da eficiência energética e a redução das emissões por unidade de energia consumida. Neste contexto, estes cenários dão

ênfase ao desenvolvimento de tecnologias avançadas, principalmente uma combinação de bio-energia, captura de carbono e armazenagem geológica de $CO_2$.

A figura 20 ilustra o histórico e projeções de emissões globais de dióxido de carbono, juntamente com cenários SRES e post-SRES de não intervenção. A cor verde ilustra cenário de estabilização entre 445 e 490 ppm de $CO_2$ equivalente; a amarela entre 490 e 535 ppm de $CO_2$; a salmão entre 535 e 590 ppm de $CO_2$; a vermelha entre 590 e 710 ppm de $CO_2$; a marrom entre 710 e 855 ppm de $CO_2$; a cinza entre 855 e 1130 ppm de $CO_2$. É importante notar que nenhum cenário SRES ou post-SRES consegue estabilizar as concentrações de $CO_2$-eq na atmosfera dentro da categoria I, o que reforça a necessidade de intervenções governamentais para que se atinja tal objetivo.

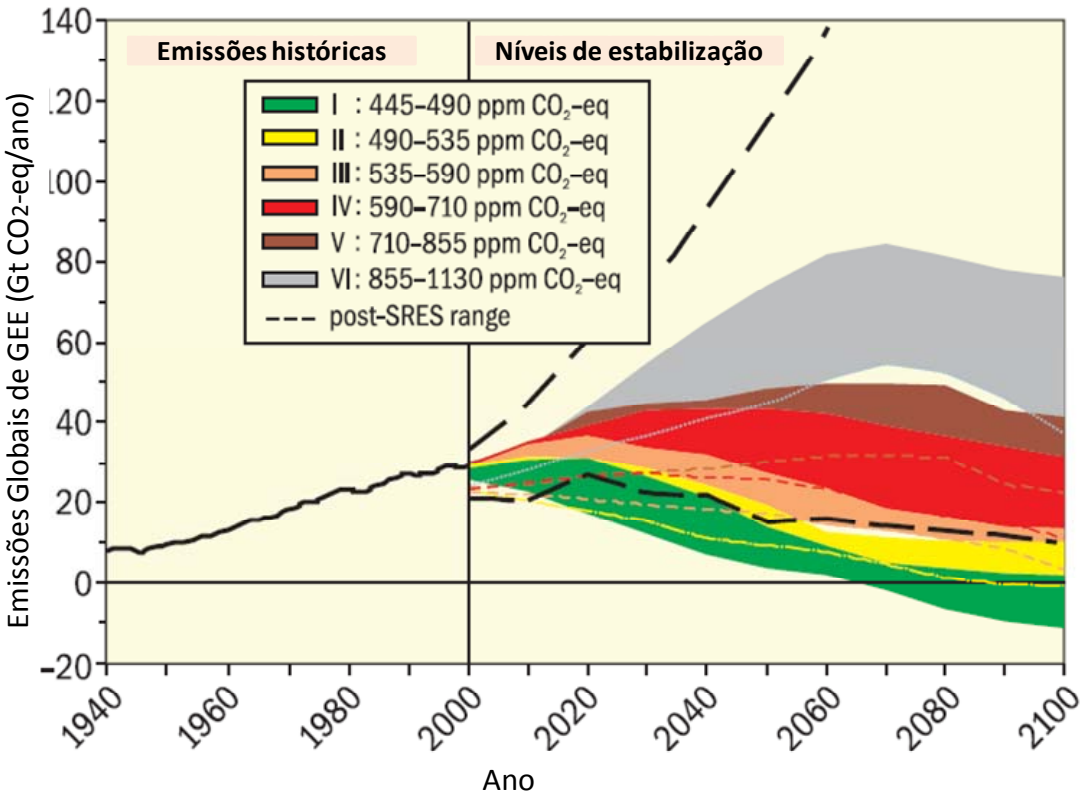



**Figura 20: emissões globais de dióxido de carbono SRES e post-SRES, juntamente com cenários de estabilização das emissões em diferentes níveis de concentração.**

Fonte: IPCC, 2007.

## 4.5. Análise para o Brasil: PNE 2030 e PDE 2008-2017

De maneira a procurar integrar os cenários mundiais (IPCC, 2007; IEA, 2008; DOE, 2008) com os planos de médio (Plano Decenal de Expansão 2008-2017) e longo prazos brasileiros (Plano Nacional de Energia 2030), esta sessão descreve os principais elementos utilizados nos cenários nacionais e suas características principais.

### 4.5.1. Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030

O PNE 2030 (EPE, 2007) é o mais recente e abrangente estudo nacional de longo prazo, com horizonte em 2030, integrando os recursos energéticos, relançando no Brasil um processo de planejamento energético de forma sistematizada.

O PNE 2030 espelha-se em três cenários mundiais. Os cenários nacionais dependem de como o país se posicionará diante destes cenários mundiais: se a gestão do ambiente interno é eficaz ou não para aproveitar as oportunidades e vantagens competitivas que se apresentam ou se defender das ameaças criadas pelo ambiente externo.

Os três cenários mundiais são denominados Mundo Uno, Arquipélago e Ilha. O que os distingue é basicamente o grau de conectividade, equilíbrio de forças, coordenação e conflitos. O Mundo Uno é um cenário mais "harmonioso" mundialmente e os dois seguintes apresentam graus de "harmonia" decrescentes. A tabela 6 apresenta a caracterização geral dos cenários mundiais.

**Tabela 6: Caracterização geral dos cenários mundiais do PNE 2030**

| INCERTEZA CRÍTICA | DENOMINAÇÃO DOS CENÁRIOS | | |
|---|---|---|---|
| | MUNDO UNO | ARQUIPÉLAGO | ILHA |
| PADRÃO DE GLOBALIZAÇÃO | Conectividade máxima: multilateralismo | Conectividade parcial: blocos econômicos | Conectividade interrompida: protecionismo |
| ESTRUTURA DE PODER POLÍTICO E ECONÔMICO | Equilíbrio de forças e compartilhamento do poder político | Hegemonia dos blocos liderados pelos Estados Unidos e União Européia | Maior participação dos blocos dos países asiáticos |
| | Políticas macroeconômicas coordenadas | Recuperação do equilíbrio macroeconômico da economia americana por meio de ajuste interno | Ruptura das relações comerciais sino-americanas, seguida de lenta recuperação econômica |
| SOLUÇÃO DE CONFLITOS | Soluções negociadas | Conflitos localizados | Divergências acentuadas |

Fonte: EPE (2007).

Os seis cenários nacionais são apresentados na figura 21. EPE (2007) considerou quatro destes cenários para análise (Tabela 7).

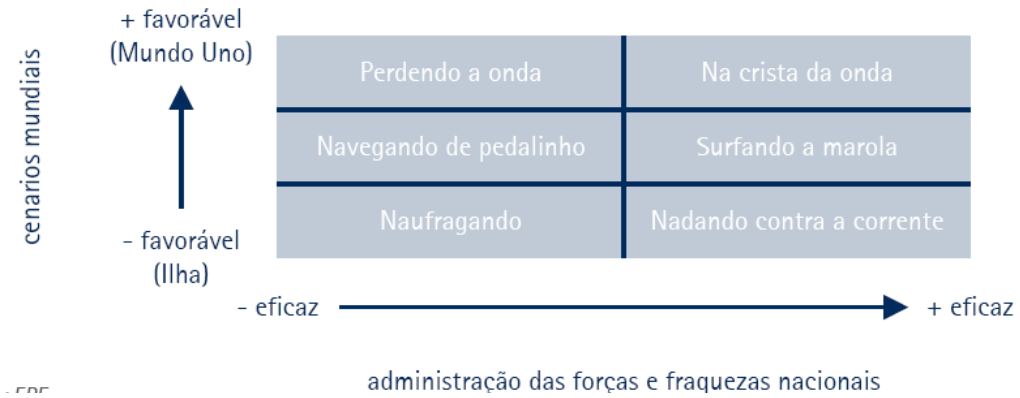



**Figura 21: Cenários nacionais em função dos cenários mundiais e gestão do ambiente interno**

Fonte: EPE (2007).

**Tabela 7: Caracterização dos cenários nacionais**

| INCERTEZA CRÍTICA | DENOMINAÇÃO DOS CENÁRIOS | | | |
|---|---|---|---|---|
| | A NA CRISTA DA ONDA | B1 SURFANDO A MAROLA | B2 PEDALINHO | C NÁUFRAGO |
| INFRA-ESTRUTURA | Redução significativa dos gargalos | Gargalos parcialmente reduzidos | Permanência de gargalos importantes | Deficiência relevante |
| DESIGUALDADES DE RENDA | Redução muito significativa | Redução relevante | Redução pequena | Manutenção |
| COMPETITIVIDADE DOS FATORES DE PRODUÇÃO | Ganhos elevados e generalizados | Ganhos importantes porém seletivos | Ganhos pouco significativos e concentrados em alguns setores | Baixa, embora com ganhos concentrados em alguns setores |
| PRODUTIVIDADE TOTAL DA ECONOMIA | Elevada | Média para elevada | Média para reduzida | Reduzida |

Fonte: EPE (2007).

O cenário de referência adotado pelo PNE 2030 é o Cenário B1 (“Surfando a Marola”). Ele reflete o reconhecimento de que um cenário externo relativamente favorável não é garantia para sustentar um crescimento doméstico, mas o Brasil realiza uma gestão mais ativa e eficaz no encaminhamento dos problemas internos. Descrição mais pormenorizada é feita nas seções seguintes.

Independente do cenário mundial, há algumas tendências comuns que são balizadoras e consolidadas no processo de construção dos caminhos possíveis de futuro para os próximos 25 anos, sendo elas a seguir reproduzidas:

- A valorização da biodiversidade e dos recursos naturais
- A valorização de fontes energéticas ambientalmente sadias

- Avanço da conexão on-line do mundo real e virtual
- Maior preocupação com a segurança alimentar no mundo – vis a vis as epidemias de vírus
- Aceleração da dinâmica de nichos tecnológicos promissores – representado pela biotecnologia, nanotecnologia etc.
- Aumento dos requisitos de logística de suprimento de recursos para atender ao desenvolvimento econômico mundial – em paralelo à depleção de recursos naturais e energéticos locais
- Crescimento de conglomerados e corporações com atuação global, algumas com receitas maiores do que o PIB de países.

## Projeção da economia e população

A presente seção ilustra a evolução da economia e população considerada na projeção dos cenários do PNE 2030.

A tabela 8 mostra as diferentes taxas de crescimento anual do PIB nacional vis-a-vis o mundial. Pode-se verificar que o Brasil cresce a taxas maiores que as mundiais em todos cenários, exceto para o Cenário C ("Náufrago"), que é a mesma.

Já a figura 22 apresenta as taxas de crescimento médias do PIB nacional por período para cada cenário. Verifica-se que os cenários A1 e B1 apresentam taxas de crescimento crescentes ao longo do período, ao passo que os cenários B2 e C apresentam um decréscimo no período 2011-2020, comparados com o período anterior (2001-2010), e uma retomada no período de 2021-2030.

**Tabela 8: Taxas de crescimento do PIB mundial e brasileiro nos diferentes cenários do PNE 2030 – período 2005-2030 (% a.a.)**

| Cenário Global | Cenário Nacional | Taxas |
|---|---|---|
| *Mundo Uno*<br>*Céu de brigadeiro* | A1<br>"Na crista da onda" | Brasil > Mundo<br>(5,1%) (3,8%) |
| *Arquipélago*<br>*Redefinido fronteiras* | B1<br>"Surfando a marola" | Brasil > Mundo<br>(4,1%) (3,0%) |
| | B2<br>"Pedalinho" | Brasil ≈ Mundo<br>(3,2%) (3,0%) |
| *Ilhas*<br>*Cabo de guerra* | C<br>"Náufrago" | Brasil ≈ Mundo<br>(2,2%) (2,2%) |

Fonte: EPE (2007).

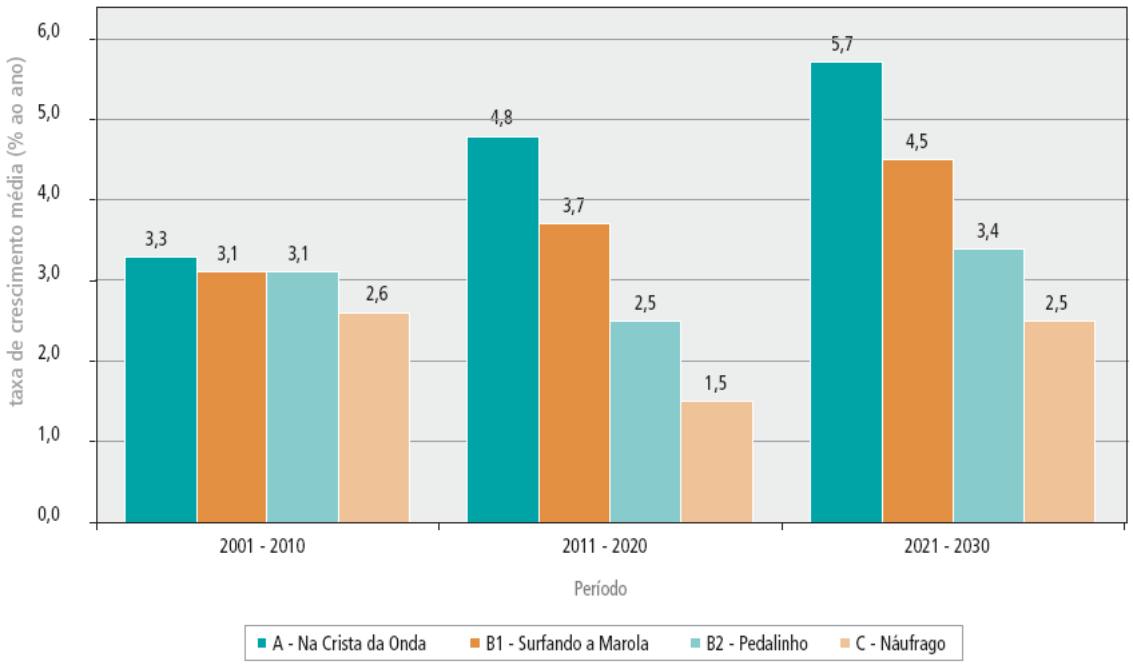



**Figura 22: Taxas de crescimento do PIB por período para cada cenário - PNE 2030 (% a.a.)**

Fonte: EPE (2007)

O cenário traçado para 2030 estima uma população de mais de 238 milhões de habitantes, um acréscimo de 55 milhões em relação a 2005. O consumo per capita de energia brasileiro sempre foi muito baixo, inclusive quando comparado com países desenvolvidos. O mesmo é previsto ocorrer em 2030.

O crescimento da renda nacional e sua redistribuição deverão influir no aumento do consumo per capita. O Cenário B1 estima uma demanda total de energia primária de cerca de 555 milhões de tep (vide seção “Projeção da Energia Primária”). Dessa maneira, a oferta interna de energia per capita aumenta de 1,19 tep/habitante em 2005 para 2,33 tep/habitante em 2030 (figura 23).

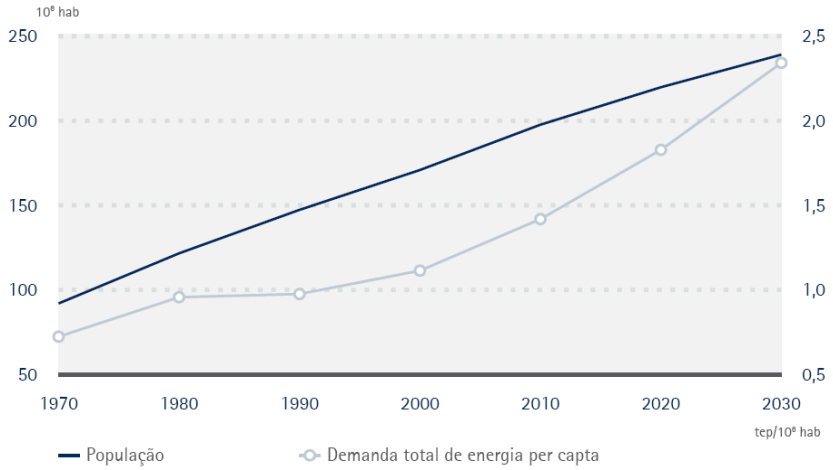



**Figura 23: Projeção da população e demanda per capita de energia – PNE 2030 (Cenário B1)**

Fonte: EPE (2007)

## Projeção da energia primária

No horizonte do PNE 2030 (Cenário B1), prevê-se um forte crescimento da oferta interna de energia. Um aumento de uma vez e meio (154%), de 219 milhões em 2005 para 555 milhões de tep em 2030 (tabela 9).

A estrutura da oferta interna de energia nacional diversifica-se. O gás natural e os derivados da cana-de-açúcar passam a compor em 2030, juntamente com a energia hidráulica e petróleo e derivados, as quatro principais fontes de energia primárias (figura 24). Depois do petróleo e derivados, a cana-de-açúcar e o gás natural passam a se constituir, respectivamente, nos mais importantes energéticos da matriz nacional.

**Tabela 9: Projeção da oferta interna de energia – PNE 2030 (Cenário B1)**

| (milhões de tep) | 2005[1] | 2010 | 2020 | 2030 |
|---|---|---|---|---|
| Energia não renovável | 121.350 | 159.010 | 221.042 | 307.326 |
| Petróleo e derivados | 84.553 | 97.025 | 124.171 | 165.447 |
| Gás natural | 20.526 | 37.335 | 56.693 | 86.531 |
| Carvão mineral e derivados | 13.721 | 20.014 | 30.202 | 38.404 |
| Urânio ($U_3O_8$) e derivados | 2.549 | 4.635 | 9.976 | 16.944 |
| Energia renovável | 97.314 | 119.955 | 175.369 | 248.507 |
| Hidráulica e eletricidade | 32.379 | 37.800 | 54.551 | 75.067 |
| Lenha e carvão vegetal | 28.468 | 28.151 | 28.069 | 30.693 |
| Cana-de-açúcar e derivados | 30.147 | 39.227 | 67.439 | 101.726 |
| Outras fontes primárias renováveis | 6.320 | 14.718 | 25.300 | 41.021 |
| TOTAL | 218.663 | 278.965 | 396.412 | 555.833 |

Fonte: EPE (2007)

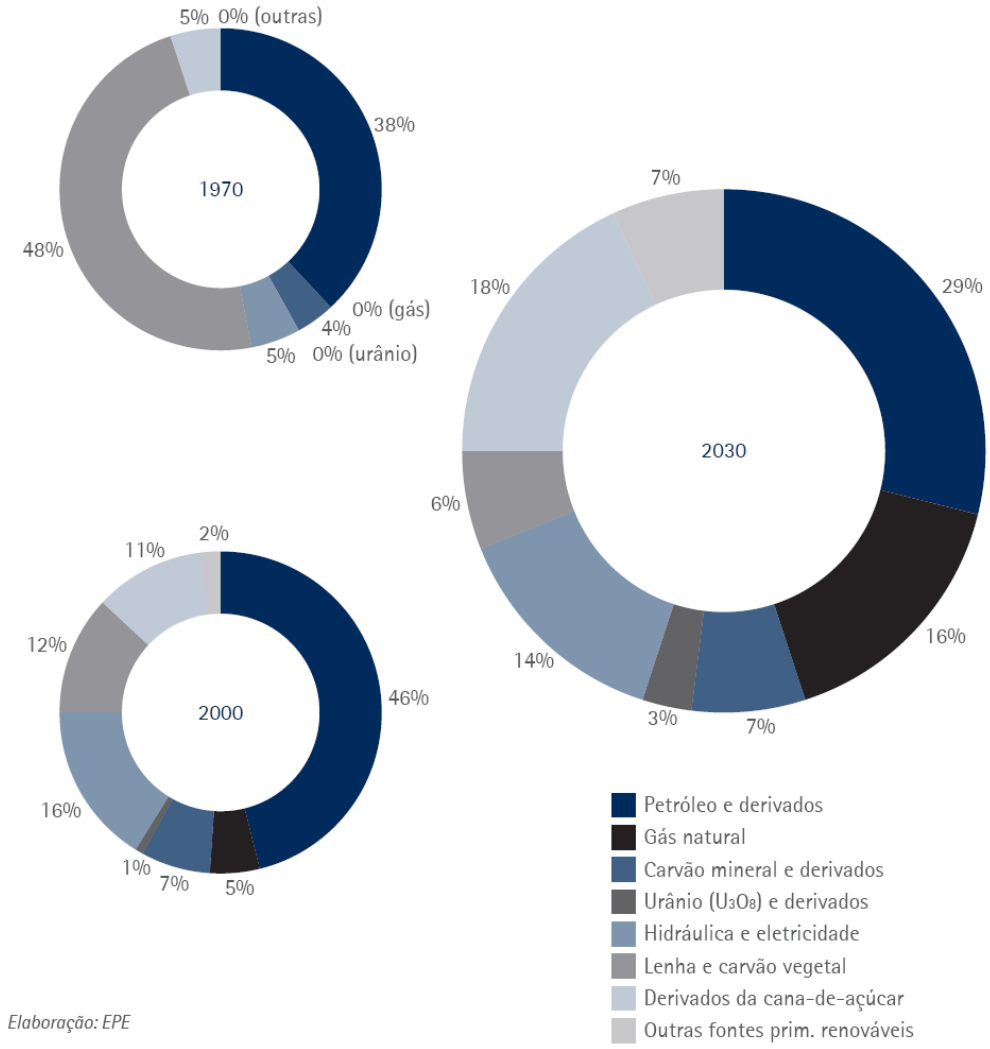



**Figura 24: Evolução da estrutura da oferta interna de energia no Brasil – PNE-2030**

Fonte: EPE (2007)

Observa-se que a tendência inicial de pequena redução da participação relativa das fontes renováveis de energia da matriz energética nacional é revertida no período, praticamente mantendo em 2030 (44,7%) a mesma proporção de 2005 (44,5%). No entanto, isso ocorre com maior diversificação de fontes renováveis, com maior inserção de outras fontes, como energia eólica, passando de 2,9% (2005) para 7,4% (2030), e queda acentuada na participação da lenha e carvão vegetal, de 13,0% em 2005 para 5,5% em 2030. A participação da energia hidráulica também é reduzida: de 14,8% (2005) para 13,5% (2030).

É importante destacar que o PNE 2030 considera que "o aproveitamento energético da cana na produção do etanol e na geração de energia elétrica, além do aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia, serão elementos fundamentais nessa estratégia [de manter a matriz energética brasileira entre as mais limpas do mundo]" (EPE, 2007).

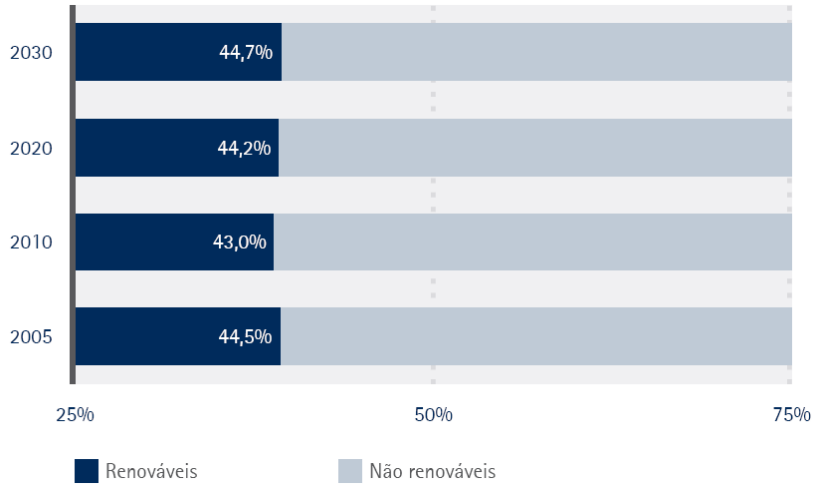



**Figura 25: Participação das fontes renováveis de energia na matriz energética brasileira – PNE 2030**

Fonte: EPE (2007)

## Projeção das emissões associadas

Apesar da matriz energética praticamente manter a mesma participação de fontes renováveis, as emissões de GEE do setor de energia, em volume absoluto, crescem. Com efeito, o nível de crescimento da economia e a estrutura de expansão do consumo de energia exercem papel fundamental nas emissões futuras de CO2. Assim, as emissões setoriais passarão de cerca de 350 milhões de $tCO_2$ para 970 milhões.

Por outro lado, analisando-se as emissões específicas ($tCO_2$/tep), elas atingirão um pico de 1,79 $tCO_2$/tep por volta de 2012 e passarão a cair até 2030, passando de 1,62 $tCO_2$/tep em 2005 para 1,74 $tCO_2$/tep. No período de 2005 a 2012, o aumento das emissões específicas deve-se aos "condicionantes de curto prazo e de decisões de investimento já tomadas". Nas décadas seguintes, o cenário econômico e energético formulado reverte essa tendência. De acordo com EPE (2007), isso se deve à maior participação das fontes renováveis e aumento da eficiência energética do lado da demanda e do suprimento.

A emissão específica de 1,74 $tCO_2$/tep estimada para 2030 é ainda bem inferior à média mundial atual de 2,32 $tCO_2$/tep, mesmo considerando as metas de redução propostas pelo Protocolo de Quioto. EPE (2007) recomenda que estratégias devem ser elaboradas e implementadas para garantir que o desenvolvimento do país ocorra sem aumento do volume específico de emissões no médio e longo prazos. Contudo, manter as emissões específicas não significa estabilização de emissões.

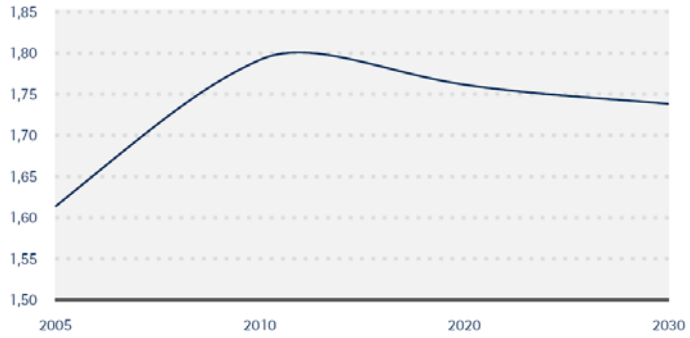



**Figura 26: Evolução das emissões específicas de $CO_2$ ($tCO_2$/tep) com base na oferta interna de energia – PNE 2030**

Fonte: EPE (2007)

Em termos de perfil das emissões por fonte de energia, os derivados de petróleo (óleo diesel, óleo combustível, gasolina, GLP e querosene) respondem por cerca de 50% das emissões totais em 2030 (figura 27). Destaca-se também o aumento da participação do gás natural e do carvão mineral e derivados no período, que passam a corresponder a 17% e 16%, respectivamente, das emissões totais de $CO_2$ em 2030. Esses aumentos devem-se à maior penetração do gás natural na indústria, bem como na geração elétrica; e do maior uso do carvão mineral devido à expansão da atividade siderúrgica e de plantas termelétricas a carvão.

Considerou-se no PNE 2030 que a energia proveniente de hidrelétricas, biomassa, eólica e solar possui fator de emissão nulo.

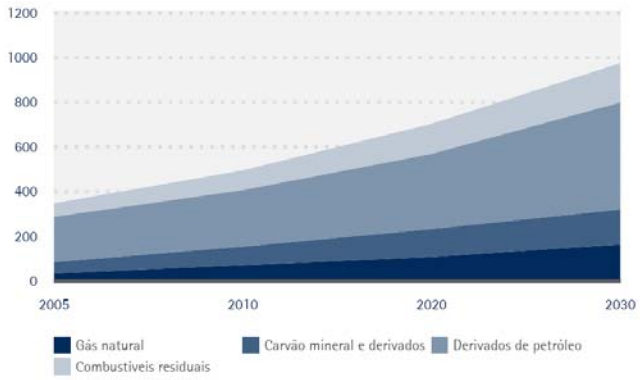



**Figura 27: Emissões de $CO_2$ por fonte em milhões de toneladas anuais – 2005 a 2030 (PNE 2030)**

Notas: carvão mineral e derivados: incluem gás de coqueria e coque de carvão mineral; derivados de petróleo: gasolina, óleo diesel, óleo combustível, GLP e querosene; combustíveis residuais: outras fontes primárias e outras secundárias/alcatrão.

Fonte: EPE (2007).

Do lado do consumo, os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo são o setor de transportes e a indústria (figura 28). Destaca-se que a geração elétrica apresenta a maior taxa de crescimento de emissões no período (25 anos), quase 7%

ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 6% em 2005 para mais de 10% em 2030.

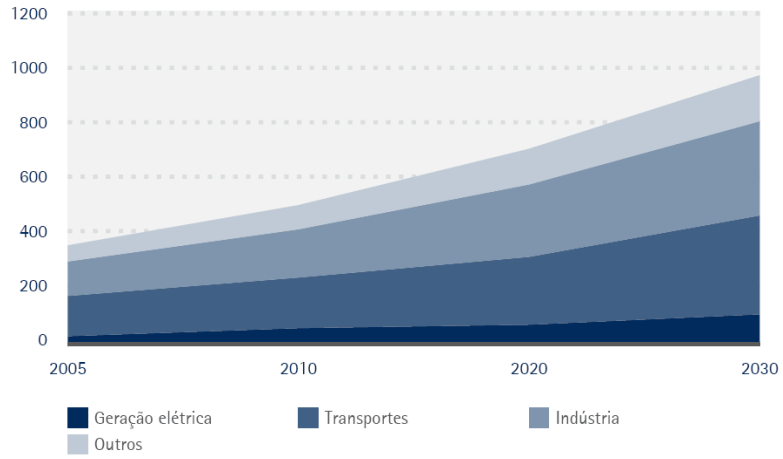



**Figura 28: Emissões de $CO_2$ por setor em milhões de toneladas anuais – 2005 a 2030 (PNE 2030)**

Fonte: EPE (2007)

A tabela 10 apresenta a intensidade energética para o Cenário B1 em 2005, 2010, 2020 e 2030. No período total (25 anos), a intensidade energética reduz 5,1%. Mas entre 2005 e 2010 ela aumenta devido à "inércia" e decisões de investimento já tomadas. De 2010 a 2030 a redução é mais acentuada (10,6%) devido ao aumento da inserção das fontes renováveis.

**Tabela 10: Projeção da intensidade energética no período de 2005 a 2030 – PNE 2030**

| | 2005[1] | 2010 | 2020 | 2030 |
|---|---|---|---|---|
| Oferta interna de energia ($10^3$ tep) | 218.663 | 278.965 | 396.412 | 555.833 |
| PIB ($10^9$ US$ [2005]) | 796,3 | 955,8 | 1.377,4 | 2.133,2 |
| Intensidade energética (tep/$10^3$ US$) | 0,275 | 0,292 | 0,288 | 0,261 |

Fonte: EPE (2007)

## 4.6. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017 (PDE 2008-2017) prevê um aumento significativo das emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade no período (Figura 29), revertendo a tendência de estabilização e queda vista nos últimos cinco anos (Figura 30).

A diminuição das emissões de 2016 para 2017 deve-se à entrada em operação esperada de usinas hidrelétricas. O PDE 2008-2017 assume que a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e da energia nuclear não emitem GEE.

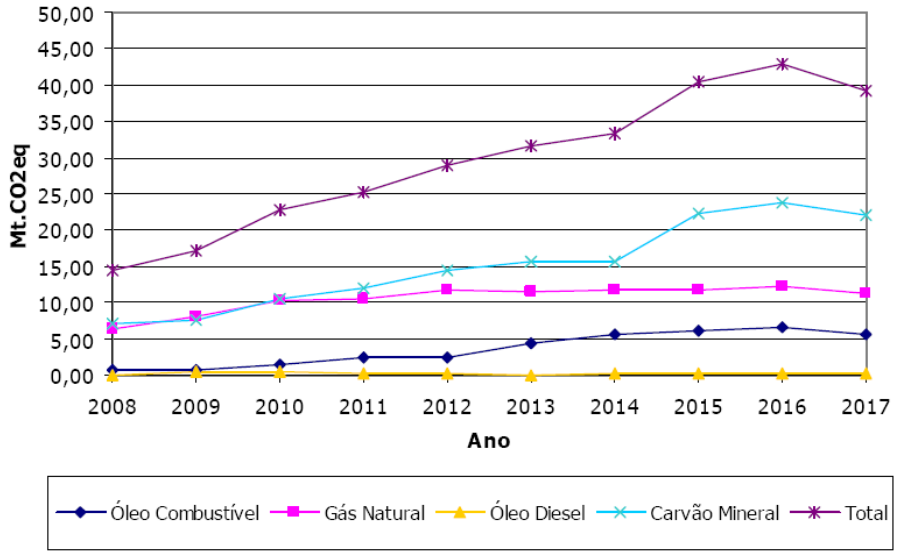



**Figura 29: Emissões de gases precursores de efeito estufa no parque termelétrico do Brasil no período de 2008 a 2017.**

Fonte: EPE (2008).

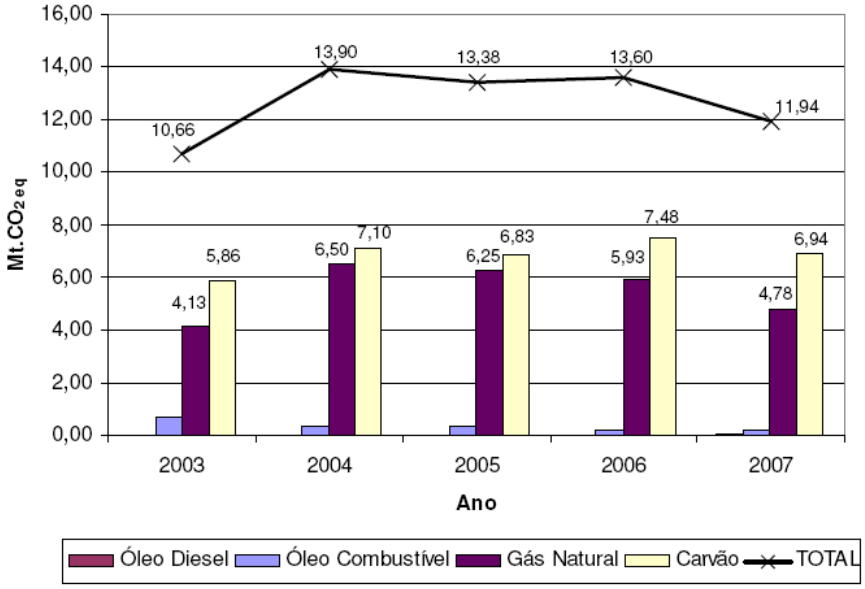



**Figura 30: Emissões de gases precursores de efeito estufa no parque termelétrico do Brasil entre 2003 e 2007.**

Fonte: EPE (2008).

A tabela a seguir apresenta as emissões acumuladas de gases precursores de efeito estufa pelas termelétricas previstas no Plano.

**Tabela 11: Emissões acumuladas de gases precursores de efeito estufa provenientes do parque termelétrico previsto pelo PDE 2008-2017.**

| Emissões | Total ($MtCO_2$ eq) |
|---|---|
| $CO_2$ | 295,4 |
| $CH_4$ | 0,262 |
| $N_2O$ | 0,438 |

Fonte: EPE (2008).

Para o período do Plano (2008-2017), prevê-se a entrada de 28,9 GW de hidrelétricas e 15,3 GW de térmicas, perfazendo um total de 44,2 GW. O Plano partiu de uma capacidade instalada de 100 GW no final de 2007.

Em relação à expansão da geração termelétrica, dos 15.305 MW previstos para entrar em operação no horizonte do Plano, 89,4% provêm são provenientes de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, óleo combustível, diesel e gás de processo), sendo os 10,6% restantes oriundos de geração nuclear (8,8%) e de biomassa (1,8%) (Tabela 12).

Cabe destacar que o aumento da oferta de energia proveniente das termelétricas planejadas dar-se-á nos subsistemas SE-CO e NE, sendo que neste último se concentrará o maior número de usinas. A Tabela 12 apresenta o conjunto total de termelétricas (definidas e indicativas) por subsistema e combustível.

**Tabela 12: Conjunto de termelétricas definidas e indicativas por subsistema e combustível [MW].**

| Subsistema | Biocombustível | Carvão | Gás de processo | Gás Natural | Óleo Diesel | Óleo combustível | Urânio | Total por subsistema |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Norte | - | 1 [350] | - | - | - | 2 [330] | - | 3 [680] |
| Nordeste | - | 2 [1.060] | - | 2 [668] | 16 [604] | 35 [6.526] | - | 55 [8.858] |
| Sul | 2 [34] | 2 [1.250] | - | - | - | - | - | 4 [1.284] |
| Sudeste/ CentroOeste | 5 [224] | - | 1 [490] | 5 [1.328] | 4 [412] | 4[679] | 1 [1.350] | 20 [4.483] |
| **Total** | **7 [258]** | **5 [2.660]** | **1 [490]** | **7 [1.996]** | **20 [1016]** | **41 [7.535]** | **1 [1.350]** | **82 [15.305]** |

A Figura 31 apresenta a evolução da potência dos empreendimentos previstos (definidos e indicativos) no PDE 2008-2017, mostrando o crescimento da participação do carvão mineral e óleo combustível ao longo do período e, consequentemente, das emissões de GEE.

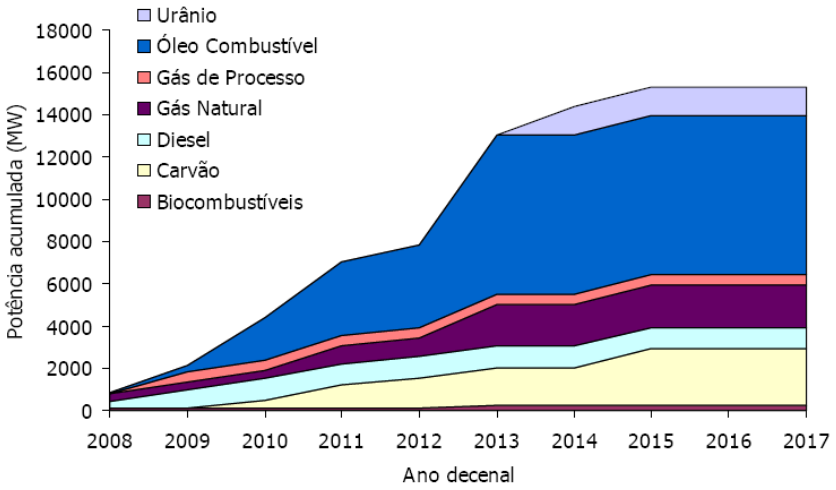



**Figura 31: Potência dos empreendimentos definidos e indicativos ao longo do decênio do PDE 2008-2017 por fonte.**

A tabela a seguir apresenta um comparativo entre o PNE 2030 (EPE, 2007) e o PDE 2008-2017 (EPE, 2008). Embora os períodos correspondentes de dez anos sejam diferentes (2005-2015 no caso do PNE 2030 e 2008-2017 no do PDE) para efeito de comparação, é importante destacar o aumento da participação das fontes fósseis na expansão do parque de geração constante no PDE 2008-2017. Se no período de 2005 a 2015 as térmicas respondiam por aproximadamente 25% da expansão prevista no PNE 2030, elas aumentaram para 52% da expansão no PDE (2008-2017).

**Tabela 13: Capacidade instalada adicional prevista por fonte para o Plano Nacional de Energia 2030 e o Plano Decenal de Expansão 2008-2017.**

| | PNE 2030 | | | PDE 2008-2017 |
|---|---|---|---|---|
| **Fonte** | **2005-2015** | **2015-2030** | **2005-2030** | **2008 - 2017** |
| Hidrelétricas | 30.400 | 57.300 | 87.700 | 28.939 |
| Térmicas | 7.445 | 15.500 | 22.945 | 15.047 |
| Térmicas alternativas[1] | 1.765 | 6.050 | 7.815 | 258 |
| Térmicas total | 9.210 | 21.550 | 30.760 | 15.305 |
| **TOTAL** | **39.610** | **78.850** | **118.460** | **44.244** |

Notas: 1 biomassa de cana, resíduos sólidos.

Fonte: EPE (2007, 2008).

Portanto, percebe-se que o planejamento setorial de curto prazo representado pelo PDE 2008-2017 está se distanciando do planejamento de longo prazo (PNE 2030). É necessário corrigir-se a rota caso o país esteja disposto a cumprir seu planejamento de longo prazo: atender o crescimento da demanda por eletricidade mantendo a participação das fontes renováveis nos mesmos níveis de 2005.

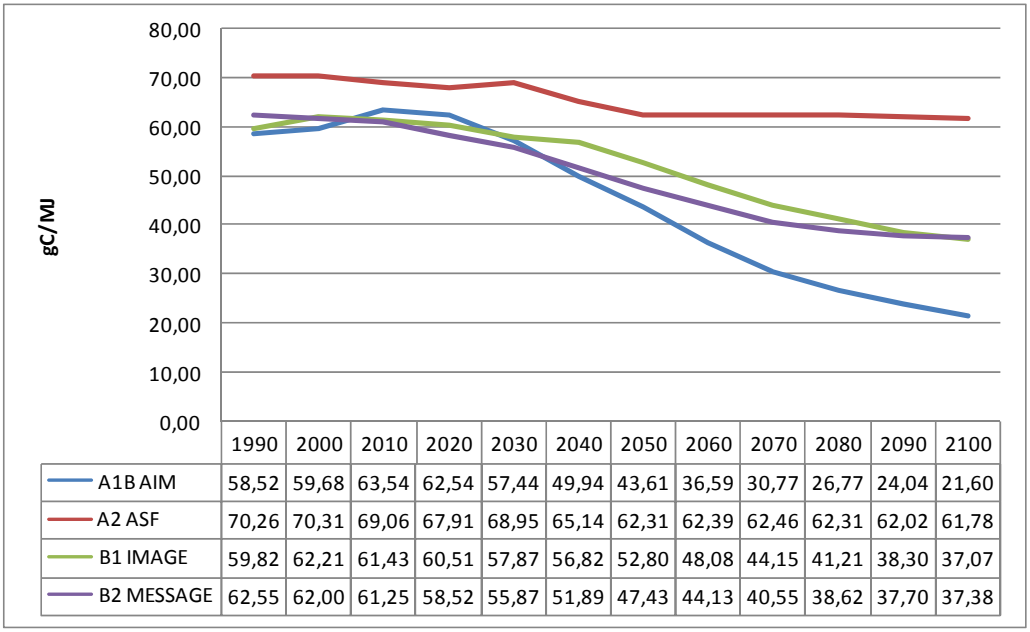
## 4.7. Comparação entre os cenários *marker* do SRES no mundo com o PNE 2030 no Brasil

Para que seja possível comparar os cenários SRES de não intervenção do IPCC (cujos valores estão disponíveis em planilha), e do PNE 2030, é necessário o estabelecimento de alguns indicadores.

O primeiro é a comparação de $\frac{Emissões}{Energia\ Primária}$, já utilizado pelo IPCC. Este indicador ilustra como estão as emissões pelo uso de energia primária. Uma matriz mais limpa refletiria num valor menor deste indicador; uma matriz mais suja, num valor maior.

O indicador $\frac{Emissões}{Energia\ Primária}$ é ilustrado na figura 32 para os quatro cenários *marker do* IPCC, o A1B AIM, A2 ASF, B1 IMAGE e B2 MESSAGE. A evolução deste indicador provê a noção de como as emissões se comportam com a evolução do consumo das emissões no

mundo, que aumenta ou diminui dependendo da matriz energética utilizada. Nota-se que até 2030 os valores do B2 MESSAGE são os menores, seguido pelo A1B AIM e pelo B1 IMAGE

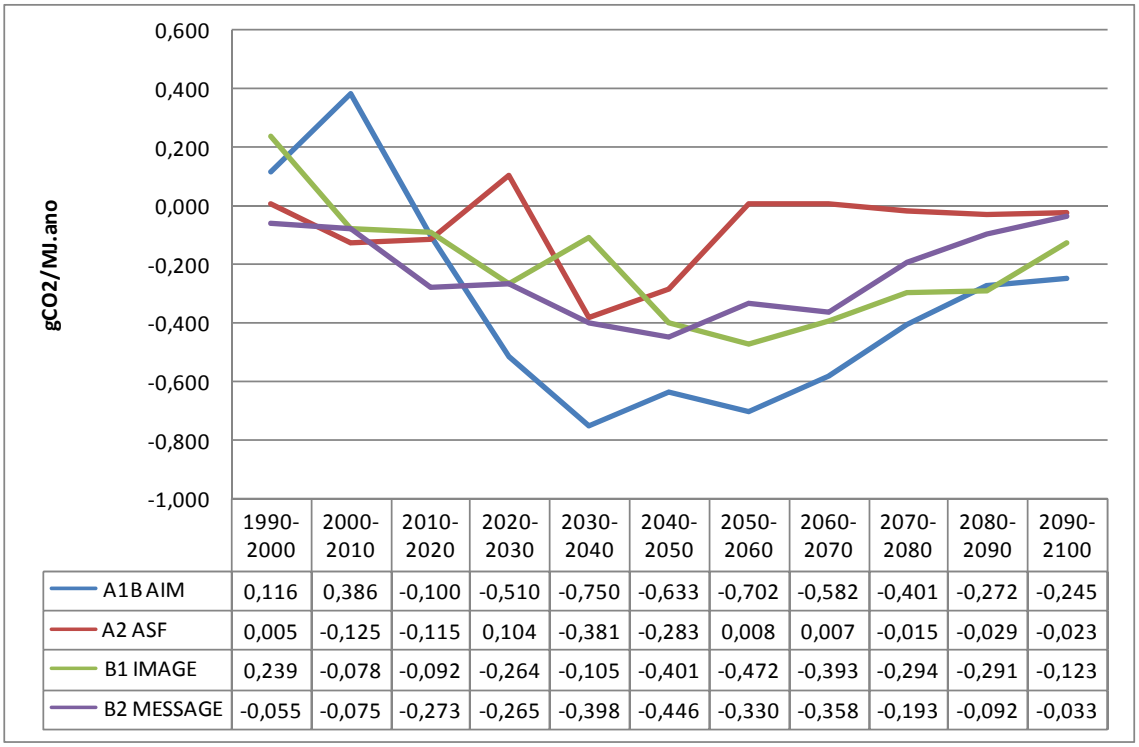



| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1B AIM | 58,52 | 59,68 | 63,54 | 62,54 | 57,44 | 49,94 | 43,61 | 36,59 | 30,77 | 26,77 | 24,04 | 21,60 |
| A2 ASF | 70,26 | 70,31 | 69,06 | 67,91 | 68,95 | 65,14 | 62,31 | 62,39 | 62,46 | 62,31 | 62,02 | 61,78 |
| B1 IMAGE | 59,82 | 62,21 | 61,43 | 60,51 | 57,87 | 56,82 | 52,80 | 48,08 | 44,15 | 41,21 | 38,30 | 37,07 |
| B2 MESSAGE | 62,55 | 62,00 | 61,25 | 58,52 | 55,87 | 51,89 | 47,43 | 44,13 | 40,55 | 38,62 | 37,70 | 37,38 |

**Figura 32: indicador $\frac{Emissões}{Energia\ Primária}$ para os quatro cenários marker do SRES**

Fonte: adaptação de IPCC, 2000

Contudo, se a matriz energética de um país já é limpa, este indicador pode não ilustrar corretamente os esforços para sua melhoria. Desta forma é possível criar um indicador marginal, $\frac{\Delta\left(\frac{Emissões}{Energia\ Primária}\right)}{\Delta Período}$, que ilustra a evolução do indicador $\frac{Emissões}{Energia\ Primária}$ no período utilizado; no caso, ano a ano. A figura 33 ilustra a variação deste indicador para os quatro cenários *marker do* IPCC, o A1B AIM, A2 ASF, B1 IMAGE e B2 MESSAGE. A inclinação da evolução deste indicador ilustra a melhoria ou piora da matriz energética no que se refere a emissões de GEE com relação ao período anterior. Os cenários A1B AIM e B1 IMAGE apresentam os melhores índices.




| | 1990-2000 | 2000-2010 | 2010-2020 | 2020-2030 | 2030-2040 | 2040-2050 | 2050-2060 | 2060-2070 | 2070-2080 | 2080-2090 | 2090-2100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1B AIM | 0,116 | 0,386 | -0,100 | -0,510 | -0,750 | -0,633 | -0,702 | -0,582 | -0,401 | -0,272 | -0,245 |
| A2 ASF | 0,005 | -0,125 | -0,115 | 0,104 | -0,381 | -0,283 | 0,008 | 0,007 | -0,015 | -0,029 | -0,023 |
| B1 IMAGE | 0,239 | -0,078 | -0,092 | -0,264 | -0,105 | -0,401 | -0,472 | -0,393 | -0,294 | -0,291 | -0,123 |
| B2 MESSAGE | -0,055 | -0,075 | -0,273 | -0,265 | -0,398 | -0,446 | -0,330 | -0,358 | -0,193 | -0,092 | -0,033 |

**Figura 33: indicador $\frac{\Delta(Emissões / Energia\ Primária)}{\Delta Período}$ para os quatro cenários marker do SRES**

Fonte: adaptação de IPCC, 2000

A comparação com o Brasil pode ser feita até 2030, ano em que a EPE projeta a energia primária para o país. O cenário utilizado para o Brasil é o B1 do PNE 2030, conforme justificado na subseção 3.2.

A figura 34 ilustra a evolução do indicador $\frac{Emissões}{Energia\ Primária}$ para o Brasil nos anos de 2005, 2010, 2020 e 2030. Nota-se que as emissões setoriais pioram para o ano de 2010, e voltam a melhorar um pouco até 2020 e 2030. Como a matriz energética brasileira é mais limpa do que a matriz mundial, principalmente devido a grande utilização de hidrelétricas e do etanol, o indicador de emissões marginais pode auxiliar na comparação com os cenários *marker* do IPCC, para saber se o Brasil está em sintonia, no período examinado, com os esforços de redução das emissões que se espera no mundo.

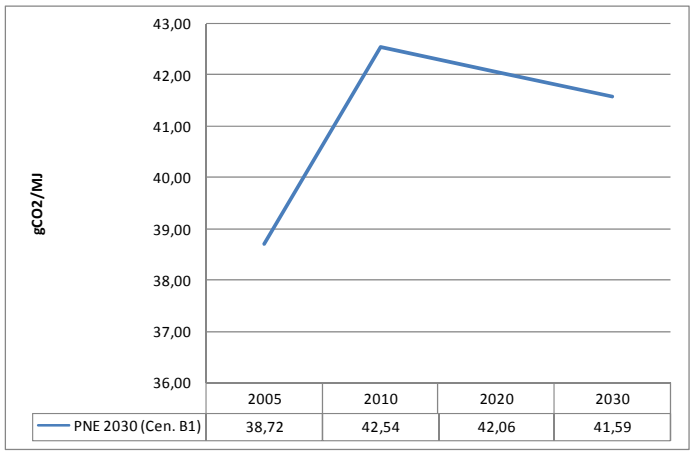



**Figura 34: indicador $\frac{\text{Emissões}}{\text{Energia Primária}}$ para o cenário B1 do PNE 2030 para o Brasil**

Fonte: EPE, 2007

A figura 35 ilustra os valores das emissões marginais do Brasil para o cenário B1 do PNE 2030, para os períodos 2005-2010, 2010-2020, e 2020-2030.

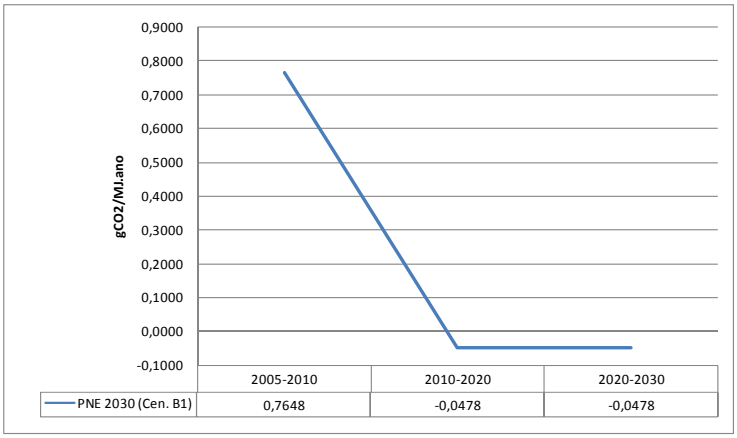



**Figura 35: indicador $\frac{\Delta(\text{Emissões}/\text{Energia Primária})}{\Delta\text{Período}}$ para o cenário B1 do PNE 2030 para o Brasil**

Fonte: EPE, 2007

A tabela 14 confronta os valores das emissões marginais dos quatro cenários *marker* do IPCC com o cenário B1 do PNE 2030. Nota-se que, segundo os valores do PNE, no período até 2010, as emissões marginais do Brasil são superiores às dos cenários marker do IPCC. Para o período 2010-2020, a redução das emissões no Brasil são relativamente pequenas, as menores comparadas com os cenários do IPCC, que dizem respeito à matriz global, que é incomparavelmente mais suja que a brasileira, demandando um esforço superior

de redução de emissões.. No período 2020-2030, o cenário B1 do Brasil é melhor do que o A2 ASF, cujas emissões aumentam quando comparado com o período anterior.

**Tabela 14: valores de emissões marginais do cenário PNE 2030 (B1) e dos quatro cenários marker do IPCC**

| | 2005-2010 | 2010-2020 | 2020-2030 |
|---|---|---|---|
| **PNE 2030 (Cen. B1)** | 0,765 | -0,048 | -0,048 |
| | **2000-2010** | **2010-2020** | **2020-2030** |
| **A1B AIM** | 0,386 | -0,100 | -0,510 |
| **A2 ASF** | -0,125 | -0,115 | 0,104 |
| **B1 IMAGE** | -0,078 | -0,092 | -0,264 |
| **B2 MESSAGE** | -0,075 | -0,273 | -0,265 |

Fonte: adaptação de IPCC (2000), e EPE (2007)

## 4.8. Dados sobre emissões provenientes do uso de energia

Após analisar os diferentes cenários futuros de emissões de GEE, é importante coletar dados relativos às emissões de diferentes tecnologias de energia, para que seja possível priorizar, em termos ambientais, certas tecnologias em detrimento de outras.

Diversas análises de ciclo de vida (ACV) para geração de eletricidade têm sido feitas e estão disponíveis na literatura científica. Para o presente caso, a análise do ciclo de vida fornece e mapeia as emissões de gases precursores de efeito estufa ao longo da "história" da fonte de energia, do "berço ao túmulo". As emissões totais e o seu mapeamento permitem melhor caracterizar a cadeia e identificar os elos mais relevantes nos quais políticas e ações devem ser tomadas para reduzir as emissões.

Sem dúvida esse tipo de análise é importante para os tomadores de decisão, mas ainda há um caminho importante a ser percorrido de padronização metodológica e existência de bancos de dados confiáveis de maneira a ser possível comparar diversos estudos.

Weissner (2007) analisou os estudos mais recentes publicados de ACV de emissões de GEE para a produção de eletricidade e identificou os mecanismos que frequentemente estão por trás dos resultados conflitantes disponíveis. Dentre eles, destacam-se a abordagem metodológica utilizada, a definição das fronteiras do sistema, a logística do suprimento energético, o mix de combustíveis utilizado para a geração de eletricidade, as tecnologias utilizadas, o modo de operação da planta, a origem e as características dos combustíveis, por exemplo. Esses fatores, individualmente ou em conjunto, também influenciam os resultados de ACV de emissões para cada país, podendo as emissões de um país serem completamente diferentes de outro país, mesmo que utilizando a mesma tecnologia e a mesma fonte de energia. Weissner (2007) utilizou somente as referências primárias mais recentes para melhor

avaliar as hipóteses e condicionantes utilizadas por cada estudo, o que não seria possível se fossem utilizadas referências secundárias.

A tabela 15 apresenta os resultados das emissões levantadas por Weissner (2007). O autor destaca que as emissões de ciclo de vida das tecnologias de energia a partir de fontes renováveis mudam constantemente devido ao acelerado crescimento dessas fontes, aos efeitos de aprendizado decorrentes e aos desenvolvimentos tecnológicos que acompanham o amadurecimento destas tecnologias. Dessa maneira, é de se esperar emissões ainda cada vez menores.

**Tabela 15: Emissões de GEE para o ciclo de vida de algumas tecnologias de geração de eletricidade**

| Tecnologias | Upstream (u) e Downstream (d) ($gCO_2eq/kWh$) | Emissões em operação ($gCO_2eq/kWh$) | Emissões ciclo de vida ($gCO_2eq/kWh$) | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Tecnologias atuais | Futuro e avançadas |
| Fontes fósseis | | | | |
| Linhito | Pouco significativo | ~ emissões cumulavas | 1100 – 1700 | 800 |
| Carvão | 50 – 300 | 800 – 1000 | 950 – 1250 | 750 – 850 |
| Derivados de petróleo | 40 – 110 | 700 – 800 | 500 – 1200 | – |
| Gás natural | 60 – 130 | 360 – 575 | 440 – 780 | 400 |
| Nuclear (reator de água leve – LWR) | 1,5 – 20 (u)<br>0,46 – 1,4 (d) | 0,74 – 1,3 | 2,8 – 24 | - |
| CCS e armazenamento de energia | | | | |
| Seqüestro e armazenamento de carbono (Carbon capture and storage – CCS) | | | | |
| - carvão pulverizado | - | - | 92 – 145[2] / 247[3] | - |
| - gaseificação (IGCC[1]) | - | - | 65 – 152[2] | - |
| - ciclo combinado (CCGT[4]) | - | - | 40 – 66[2] / 245[3] | - |
| Armazenamento de energia | | | | |
| - Ar-comprimido (CAES[5]) | - | - | 19 | - |
| - Usina hidrelétrica de armazenamento bombeado (PHS[6]) | - | - | 36 | - |
| - Bateria tipo PSB[7] | - | - | 125 | - |
| - Bateria tipo VRB[8] | - | - | 161 | - |

Continua na próxima página

continuação:

| Tecnologias | Upstream (u) e Downstream (d) ($gCO_2eq/kWh$) | Emissões em operação ($gCO_2eq/kWh$) | Emissões ciclo de vida ($gCO_2eq/kWh$) Tecnologias | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Tecnologias atuais | Futuro e avançadas |
| Fontes renováveis | | | | |
| Fotovoltaica | - | - | 43 – 73 | - |
| Eólica | | | | |
| - Onshore | - | - | 8 – 30 | - |
| - Offshore | - | - | 9 – 19 | - |
| Hidráulica | - | - | 1 – 34 | - |
| Biomassa[9] | - | - | 35 – 99 | - |

Notas: [1] IGCC – Integrated gasification combined cycle; [2] Dados do IPCC; [3] Dados nos quais foram consideradas as emissões relevantes das cadeias de energia a jusante que não podem ser capturadas pelo CCS e da capacidade instalada adicional necessária para repor a que foi locada para atender a operação do CCS; [4] combined cycle gas turbine; [5] compressed air energy storage; [6] pumped hydro storage; [7] polysulfide bromide battery; [8] vanadium redox battery; [9] somente para combustíveis provenientes de madeira.

Com relação às emissões associadas ao uso de energia para o uso térmico, a tabela 16 descreve as emissões associadas à queima dos combustíveis fósseis mais utilizados na indústria. Pode-se concluir que o carvão é o combustível mais poluente, seguido pelo óleo combustível e o gás natural.

Com relação a fissão nuclear, o problema está na disposição de combustível utilizado, já que não há emissão de $CO_2$ associado à queima deste combustível. No caso de urânio reciclado, o problema reside na disposição de dejetos (IPCC, 2007).

**Tabela 16: emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis**

| | Fonte | |
|---|---|---|
| *Combustível* | *IPCC* | *PNE 2030* |
| | *g.$CO_2$/MJ* | *g.$CO_2$/MJ* |
| Carvão | 92,0 | 94,1 |
| Gás natural | 54,0 | 55,9 |
| Derivados de petróleo | 76,3 | 76,7 |

Fonte: adaptação de IPCC (2007) e EPE (2007)

## 4.9. Impacto das mudanças climáticas no Brasil

O estudo Mudanças Climáticas e Segurança Energética no País, coordenado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) e realizado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE), que foi financiado pela Embaixada Britânica, analisou os possíveis efeitos das mudanças climáticas sobre a oferta e a demanda de energia no país. Neste estudo, se buscou avaliar como o sistema energético brasileiro planejado para 2030 responderia às novas condições do clima projetadas para o período de 2071 a 2100 (COPPE, 2008).

Os cenários A2 e B2 foram utilizados como referência no referido projeto. De acordo com COPPE (2008), a avaliação da reação do setor de energia é projetada para 2030 nas condições climáticas no período 2071–2100, e pressupõe que o sistema energético brasileiro de 2030 permanecerá instalado até o ano 2100. Essa pressuposição se baseia no ciclo de vida de uma usina hidrelétrica, de cerca de 100 anos, e na pressuposição de que outras instalações de geração de energia elétrica com ciclo de vida menor, como as termelétricas, sejam substituídas por instalações similares ao chegarem ao fim de sua vida útil. Mas nenhuma análise tecnológica prospectiva foi feita (COPPE, 2008). Os resultados se baseiam, assim, nas alternativas tecnológicas atuais. Tudo isso considerado, foi possível estimar o impacto que novas condições climáticas poderão ter sobre a oferta de energia no país, ilustrado na figura 36.

A conta inclui as possíveis variações na demanda, pois, nesse caso uma demanda maior equivale à perda de oferta de energia (COPPE, 2008).

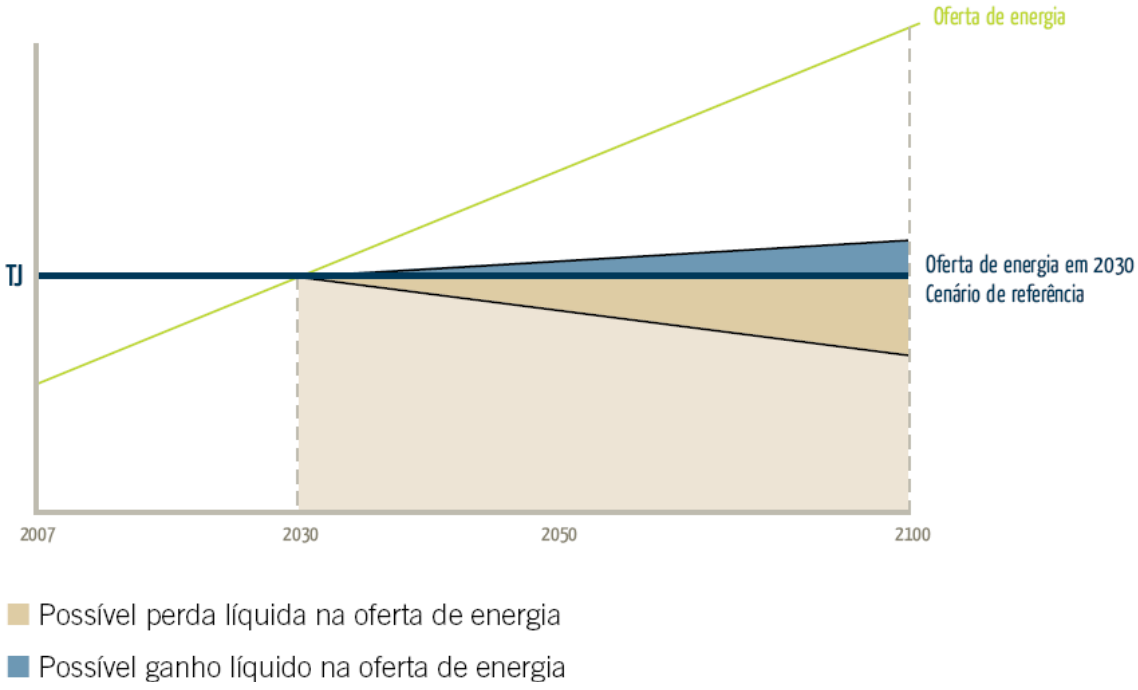



**Figura 36: Possíveis impactos da mudança do clima global na oferta de energia no Brasil**

O gráfico ilustra que, considerando-se as premissas adotadas, possivelmente haverá perda líquida de oferta de energia país até o ano de 2100.

## 4.10. Conclusões sobre cenários de emissões futuras

Em todos os cenários considerados pelo IPCC e nos cenários de referência do DOE e IEA para o mundo, os combustíveis fósseis ainda serão a maior parte da energia primária produzida até 2030. Para 2100, em dois cenários os combustíveis renováveis serão a maioria. A tabela 17 descreve em termos percentuais estes cenários.

**Tabela 17: evolução percentual dos combustíveis fósseis no mundo, de acordo com diferentes cenários**

| | | 2030 | | 2100 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **Cenários** | **Combustíveis Fósseis (%)** | **Renováveis (%)** | **Combustíveis Fósseis (%)** | **Renováveis (%)** |
| IPCC | A1 AIM | 86% | 14% | 39% | 61% |
| | A2 ASF | 92% | 8% | 86% | 14% |
| | B1 IMAGE | 84% | 16% | 47% | 53% |
| | B2 MESSAGE | 83% | 17% | 61% | 39% |
| DOE | | 76% | 24% | N/D | N/D |
| IEA | | 82% | 18% | N/D | N/D |

Fonte: IPCC (2000), DOE (2008), IEA (2007).

Em termos absolutos, para o ano de 2030, o cenário com maior consumo de combustíveis fósseis é o A1 AIM, seguido pelo cenário referencial do IEA e pelo A2 ASF do IPCC. Para o ano de 2100, o cenário mais intensivo em combustíveis fósseis é o A2 ASF, sendo que o menor é o B1 IMAGE. A tabela 18 ilustra estes cenários.

**Tabela 18: evolução dos combustíveis fósseis no mundo, de acordo com diferentes cenários, em EJ**

| | | 2030 | | 2100 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **Cenários** | **Combustíveis Fósseis (EJ)** | **Renováveis (EJ)** | **Combustíveis Fósseis (EJ)** | **Renováveis (EJ)** |
| IPCC | A1 AIM | 770 | 126 | 863 | 1363 |
| | A2 ASF | 661 | 59 | 1469 | 248 |
| | B1 IMAGE | 546 | 164 | 246 | 269 |
| | B2 MESSAGE | 552 | 115 | 830 | 527 |
| DOE | | 501 | 158 | N/D | N/D |
| IEA | | 678 | 149 | N/D | N/D |

Fonte: adaptação de IPCC (2000), DOE (2008), IEA (2007).

No Brasil, a seção 2.2 ilustrou que em 2005 os combustíveis fósseis foram responsáveis por 55,5% da matriz de energética brasileira, com 121 milhões de tep. Em 2030, espera-se que este valor praticamente se mantenha, com 55,3%, e 307 milhões de tep.

A presente seção permite as seguintes conclusões:

- As emissões brasileiras pioram até o ano de 2010, e diminuem um pouco até 2020 e 2030.

- Como a matriz energética brasileira é mais limpa do que a matriz mundial, principalmente devido à grande utilização de hidrelétricas e etanol, o indicador de emissões marginais pode auxiliar na comparação com os cenários de referência do IPCC, para saber se o Brasil está em sintonia com os esforços de redução das emissões no mundo. Através desse indicador, nota-se que no período até 2010, as emissões marginais do Brasil são piores do que a de qualquer um dos cenários de referência do IPCC, indicando uma trajetória de afastamento do país em relação aos cenários do IPCC. Para o período 2010-2020, a redução das emissões no Brasil são pequenas, menores quando comparadas com os cenários do IPCC. No período 2020-2030, o cenário B1 do Brasil só não é pior do que o A2 ASF, cujas emissões aumentam quando comparado com o período anterior.

Desse modo verificamos um desempenho desfavorável do Brasil em relação a contribuições para emissões. Contudo, se faz necessário ponderar que, percentualmente em comparação com os países desenvolvidos, a matriz brasileira é mais "limpa". Após esta constatação, é possível estudar as principais tecnologias que proporcionariam a mitigação de GEE no país, para que seja possível conhecer o estágio atual de evolução de tecnologias ambientalmente amigáveis e caminhar na direção dos esforços mundiais para a estabilização da concentração de GEE.

A seção seguinte descreve as principais tecnologias de geração de eletricidade, combustíveis e calor, transportes e uso final, para que seja possível efetuar a análise multicritério e a priorização de rotas tecnológicas ambientalmente amigáveis.

# 5. TECNOLOGIAS

Em 2008, o CGEE coordenou o estudo Energias do Futuro, que teve como objetivo realizar uma revisão do estado da arte das principais tecnologias de energia, tendo como horizonte os períodos de 2030 e 2050, a partir de uma extensa revisão da literatura recente tanto no âmbito nacional como internacional. Foram também analisadas, a partir da literatura existente, as tendências apontadas com relação à evolução do consumo de energia, e uma análise sobre desafios e oportunidades para o setor energético em áreas consideradas de interesse público[3].

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

A metodologia concebida para o estudo contemplou o estado da arte de 60 tecnologias e processos em energia (incluindo P&D e perspectiva de implementação comercial), uma matriz de desafios para o setor energético e projeções de produção de energia primária. Estes três componentes foram utilizados para realizar uma análise multicritério, visando confeccionar um módulo integrador (quarto componente metodológico). Este módulo integrador procurou mapear a relevância de esforços necessários para P&D com uma visão integrada de todo o sistema energético. A metodologia contemplou, portanto, uma análise do estado da arte das tecnologias e processos, uma avaliação do mercado futuro de energia (formas e quantidades de energia que serão requeridas pelo Brasil) e os impactos da matriz energética futura (Matriz de Desafios). Para que os resultados tivessem um formato gráfico, de fácil visualização para o tomador de decisão, foi utilizado um módulo integrador, que permitiu com que esta visualização gráfica dos resultados fosse possível.

A presente seção tem o objetivo de identificar as principais tecnologias com maior potencial de mitigação de GEE para os próximos 20 anos no Brasil, tendo como ponto de partida o levantamento anterior (CGEE, 2008). A análise das tecnologias de geração de eletricidade, combustíveis, transmissão, distribuição e de uso final foram retiradas do Relatório Energias do Futuro e complementadas pelo presente estudo. Tecnologias maduras e em desenvolvimento são consideradas, excluindo-se tecnologias altamente poluidoras (como geração de eletricidade a óleo combustível, por exemplo) ou que possuam longo prazo para a implementação comercial (como a fusão nuclear, por exemplo).

Esta caracterização tecnológica pretende subsidiar os critérios para a confecção de uma matriz de desafios e para a análise multicritério subseqüente, para selecionar um portfólio de tecnologias limpas que possam ser inseridas na matriz energética nacional nos próximos 20 anos.

### 5.1.1. Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado

Ciclo combinado é quando mais de um ciclo termodinâmico é utilizado na produção de eletricidade, o que gera maior eficiência do sistema. De acordo com IEA (2006), usinas a gás natural em ciclo combinado correspondem a 38% da capacidade de geração com gás natural no mundo; 25% é através de usinas de ciclo aberto; caldeiras em geral são responsáveis por 36% e 1% restante através de motores de combustão interna. Turbinas de grande potência operando em ciclo combinado atingem atualmente 57% de eficiência na produção de eletricidade; novos avanços desta tecnologia já atingem 60% para uma planta de geração de eletricidade (IEA, 2006). Quando utilizadas também para a geração de calor (cogeração), a eficiência pode chegar a 85% (DOE, 2005). Espera-se que até 2020 a eficiência alcance entre 70-75% em grandes turbinas, com a adoção de novos materiais (cerâmicos) e re-aquecimento (Macedo, 2003; EuRenDel, 2004).

Esta tecnologia é amplamente dominada e utilizada em diversos países, inclusive no Brasil. O custo de geração de uma planta de geração de eletricidade em ciclo combinado fica em torno de U$ 79 por MWh (Novaes, 2009). Em 2007, o gás natural alcançou 8,7% da matriz de geração de eletricidade no Brasil (MME, 2008); espera-se que até 2030 o gás natural alcance 18% da oferta interna de energia, ante a 9,3% em 2007 (EPE, 2008).

Esta tecnologia já possui escala comercial, sendo amplamente difundida no mundo todo. Os impactos no uso da terra são pequenos, pois a área requerida para a construção é pequena, podendo se localizar próximo aos centros de carga.

De acordo com Weisser (2007), as emissões médias atuais no ciclo de vida de usinas a gás natural estão em torno de 440 $gCO_2eq/kWh$ a 780 $gCO_2eq/kWh$ (considerando-se usinas de ciclo combinado ou ciclo simples). Tecnologias avançadas podem mitigar estas emissões para 400 $gCO_2eq/kWh$.

Quando são consideradas usinas com seqüestro e armazenamento de carbono, as emissões podem reduzir de 40 a 66 $gCO_2eq/kWh$ (Weisser, 2007). A tecnologia de seqüestro e armazenamento de carbono é ainda custosa, de 15-75 US$/$tCO_2$ para plantas de carvão e gás natural (IPCC, 2007). Como o gás natural emite 400 $gCO_2/kWh$ através de tecnologias avançadas em ciclo combinado, ou seja, 0,4 $CO_2/MWh$, aumentando seus custos de geração entre US$ 6 por MWh e US$ 30 por MWh. Considerando-se o custo de operação no Brasil de US$ 79 por MWh, o valor com armazenamento de carbono variaria algo entre US$ 85 por MWh e US$ 109 por MWh.

Os impactos em saúde e segurança pública não são grandes. O gás natural apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis. As emissões de uma usina de grande porte em ciclo combinado não são grandes; além do $CO_2$, há o dióxido de nitrogênio (152 g/MWh), de CO (74 g/MWh), e 12 g/MWh de materiais particulados, o que pode ser considerado baixo (CBH-PCJ, 2001). No entanto, uma restrição feita a essas usinas é a necessidade de captação de água para o resfriamento do vapor, característica que tem sido um dos entraves ao licenciamento ambiental (ANEEL, 2009); a evaporação chega a 890 litros/MWh numa usina de grande porte (CBH-PCJ, 2001).

Apesar dos impactos não serem grandes, a aceitação social boa, já que geralmente estas usinas se localizam próximas aos centros de carga e o impacto no uso das águas é grande; vale citar o caso da usina de Carioba, em Americana-SP, cuja mobilização da população contra a construção de uma usina de 1.200 MW de potência foi um fator fundamental para o fracasso da construção.

### 5.1.2. Tecnologias de geração de eletricidade via Carvão Pulverizado

Aproximadamente 97% da capacidade instalada de geração de eletricidade de usinas a carvão no mundo é via carvão pulverizado (85% subcrítico, 11% supercrítico e 2% ultra-

supercrítico). Os custos de geração de eletricidade através de carvão variam entre US$ 20 e US$ 60 por MWh nos Estados Unidos e Europa; sendo mais capital intensivo e menos sensível a variação de preços do combustível quando comparado com gás natural e derivados de petróleo (IEA, 2006). No Brasil, os custos de geração chegam a US$ 134 (Novaes, 2009), devido a baixa qualidade do carvão nacional.

A eficiência das usinas a carvão em operação atualmente estão em torno de 35%, com os extremos inferiores e superiores China (33%) e Japão (42%), respectivamente. A tecnologia usual na produção de eletricidade a partir de carvão pulverizado são as tecnologias subcríticas e supercríticas de carvão pulverizado[4] (IEA, 2006). A eficiência na produção de eletricidade em novas usinas do tipo PCC gira em torno de 43%. De acordo com IEA (2007), em mais dez anos a eficiência destas usinas estará em torno de 50%. A eficiência de unidades de carvão pulverizado ultra-supercríticas pode atingir valores entre 50-55% até 2020. Os maiores desafios para as tecnologias de carvão pulverizado supercríticas e ultra-supercríticas de ciclo a vapor são a metalurgia (novos aços para a tubulação das caldeiras e ligas de aços especiais que minimizem a corrosão) e controle de processo (IEA, 2007).

De acordo com Weisser (2007), as emissões considerando-se o ciclo de vida de uma usina de geração de eletricidade a carvão pulverizado para tecnologias atuais estão entre 950 $gCO_2eq/kWh$ a 1250 $gCO_2eq/kWh$. Tecnologias avançadas emitem de 750 a 850 $gCO_2/kWh$ (Weisser, 2007).

Quando são consideradas usinas com seqüestro e armazenamento de carbono, as emissões podem reduzir de 92 a 66 $gCO_2eq/kWh$ (Weisser, 2007). A tecnologia de seqüestro e armazenamento de carbono é ainda custosa, de 15-75 US$/t$CO_2$ para plantas de carvão e gás natural (IPCC, 2007). Como o carvão pulverizado emite de 750 a 850 $gCO_2/kWh$ através de tecnologias avançadas, ou seja, de 0,75 $CO_2$/MWh a 0,85 $CO_2$/MWh, os custos de geração aumentariam entre US$ 11,25 por MWh e US$ 63,75 por MWh. Considerando-se o custo de operação no Brasil de U$ 134 por MWh, o valor com armazenamento de carbono variaria algo entre US$ 145,25 por MWh e US$ 202,75 por MWh.

No Brasil, a geração de eletricidade através de carvão alcançou 3% em 2007 (MME, 2008). Espera-se que em 2030, a oferta interna de carvão (para geração de eletricidade e uso térmico) chegue a 7%, ante 6% em 2007 (EPE, 2007). De acordo com PNMC (2008) não há previsão de seqüestro e armazenamento de carvão para usinas a carvão no Brasil.

Assim como as tecnologias de geração de eletricidade através de gás natural, as tecnologias de carvão pulverizado já estão em escala comercial. Novos avanços seriam evoluções naturais das tecnologias existentes, que são amplamente difundidas no mundo. Os

[4] Usinas de carvão supercrítico e ultra-supercrítico são definidas pela temperatura de vapor. Plantas supercríticas utilizam vapor a 540 $^oC$ e acima, enquanto ultra-supercriticas a 580 $^oC$ e acima.

impactos no uso da terra são pequenos, pois a área requerida para a construção é pequena, podendo se localizar próximo aos centros de carga.

O carvão é uma das formas de produção de energia mais agressivas ao meio ambiente. Ainda que sua extração e posterior utilização na produção de energia gere benefícios econômicos (como empregos diretos e indiretos, aumento da demanda por bens e serviços na região e aumento da arrecadação tributária), o processo de produção, da extração até a combustão, provoca significativos impactos socioambientais (ANEEL, 2009).

Os impactos em saúde e segurança pública residem na mineração e queima do carvão. A mineração afeta os recursos hídricos e o solo, gerando águas sulfurosas com grande potencial de contaminação. No Brasil, a região Sul é a mais afetada, devido à concentração de minas de carvão, apresentando graves problemas socioambientais (ANEEL, 2005). A emanação de poeiras provenientes destes locais geram doenças respiratórias, como asma, bronquite, enfisema pulmonar. Além disso, a queima de carvão em indústrias e termelétricas causa a emissão de materiais particulados e gases poluentes, com destaque para o $SO_2$ e o NOx (ANEEL, 2005). Pelos motivos expostos, a aceitação social de usinas a carvão pulverizado não é boa.

De acordo com ANEEL (2009), para a utilização do carvão nacional, as tecnologias que apresentam melhores perspectivas de aplicação comercial são, atualmente, a combustão pulverizada e o leito fluidizado circulante. Tanto que as usinas de Jacuí e Candiota III utilizam a combustão pulverizada. Outros dois projetos, a usina Sul Catarinense e a Seival, no Rio Grande do Sul, utilizarão, respectivamente, a combustão em leito fluidizado circulante e a combustão pulverizada, segundo o Plano Nacional de Energia 2030. Em todas será possível utilizar, total ou quase totalmente, o carvão bruto, sem necessidade de beneficiamento.

### 5.1.3. Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC)

Um leito fluidizado é composto pelo combustível e materiais do leito, como areia e cinzas na câmara de combustão. O leito se torna fluidizado quando ar sopra para cima numa velocidade suficiente para levantá-lo. A temperatura de queima do carvão é bem menor do que a do carvão pulverizado (aproximadamente 800 ºC), sendo menor do que a temperatura de formação de NOx, que é de 1200 ºC (WEC, 2006); a formação de $SO_2$ é capturada por um absorvente (cal ou dolomita) (IEA, 2006).

A tecnologia de leito fluidizado circulante (CFBC) utiliza-se de altas velocidades relativas na fluidização do carvão; o material sólido é separado do gás nos ciclones quentes e re-circulado. Outra opção, utilizada para a captura de $CO_2$, é a operação do leito fluidizado com $O_2$ (oxicombustão) ao invés de ar (IEA, 2006). Atualmente são competitivos apenas quando utilizados em conjunto (carvão e biomassa); o carvão, nesta situação, serve como um mecanismo de flexibilização (WEC, 2006). Há tecnologias comerciais, muito difundidas, para

sistemas atmosféricos de leito circulante (CFBC) para carvão de baixa qualidade (em sistemas de até 250 MW); são sub-críticos (Macedo, 2003). Usinas de CFBC são construídas preferencialmente em regiões onde o carvão possui um baixo poder calorífico para a geração de eletricidade (lígneos ou betuminosos); este tipo de carvão (100%) é encontrado nos estados do Sul do país (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a; BP, 2007).

Quando considerados projetos sem seqüestro e armazenamento de carbono, as emissões de $CO_2$ podem ser consideradas semelhantes a do carvão pulverizado, ou seja, de 950 $gCO_2eq/kWh$ a 1250 $gCO_2eq/kWh$ com tecnologias normais, e de 750 a 850 $gCO_2/kWh$ com avançadas (Weisser, 2007).

Sistemas com seqüestro e armazenamento de carbono podem capturar até 80% do $CO_2$ emitido (ALSTOM, 2003); ou seja, as emissões podem reduzir para 190 $gCO_2eq/kWh$ a 250 $gCO_2eq/kWh$ (média de 220 $gCO_2eq/kWh$).

A usina Sul Catarinense utilizará a combustão em leito fluidizado circulante pulverizada, com aproximadamente 70% de carvão e 30% de resíduos de biomassa, segundo o Plano Nacional de Energia 2030 (ANEEL, 2009). Não foi possível encontrar os custos de geração desta tecnologia, contudo, como pode utilizar o carvão de baixa qualidade do território nacional, e a usina foi viabilizada economicamente para a construção, os custos podem ser considerados equivalentes a da tecnologia de carvão pulverizado utilizadas no Brasil, de US$ 134 por MWh. O estágio atual desta tecnologia pode ser considerada em implementação comercial.

O processo de combustão em leito fluidizado permite a redução de enxofre (até 90%) e de nitrogênio (70%-80%), pelo emprego de partículas calcárias e de temperaturas inferiores ao processo convencional de pulverização (ANEEL, 2009). Por este motivo, os impactos em saúde e segurança pública podem ser considerados mais baixos do que as tecnologias usuais.

### 5.1.4. Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC) com Sequestro e armazenamento de carbono

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

De acordo com IEA (2006), a geração de eletricidade através de gaseificação de carvão em ciclo combinado possui basicamente quatro etapas:

1. Geração do combustível: o gás combustível é gerado através de combustível sólido (no caso o carvão) que reage com vapor a altas temperaturas com um oxidante num ambiente redutor;

2. Limpeza: o combustível gasoso é filtrado e limpo, removendo materiais particulados, enxofre e componentes de nitrogênio; ou é resfriado para produzir vapor e então ser limpo de maneira convencional;

3. Combustão: o gás combustível é queimado numa turbina a gás para a produção de eletricidade; e

4. Recuperação de calor: o calor residual dos gases de exaustão proveniente da turbina é aproveitado numa caldeira de recuperação (geração de vapor); o vapor adicional é utilizado na geração adicional de eletricidade numa turbina a vapor.

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

Numa usina do tipo IGCC, tipicamente de 60-70% da potência é proveniente de turbinas a gás, por isso o desempenho dos sistemas é dependente deste desenvolvimento (IEA, 2006). As pesquisas em turbinas nesta área são atualmente voltadas para a melhoria de eficiência na utilização dos combustíveis utilizados, incluindo a melhoria do monitoramento e controle operacional. Espera-se que as tecnologias de IGCC estejam no estágio de implementação comercial a partir da década de 2030, quando haverá a maturação desta tecnologia e redução da diferença de custos com as usinas de carvão pulverizado e com uma vantagem óbvia em termos ambientais (WEC, 2006). De acordo com EuRenDel (2004), a viabilização desta tecnologia se dará no longo prazo.

De acordo com Weisser (2007), as emissões considerando-se o ciclo de vida de uma usina de geração de eletricidade através de IGCC estão entre 65 $gCO_2eq/kWh$ a 152 $gCO_2eq/kWh$ (média de 108 $gCO_2eq/kWh$), considerando-se o seqüestro e armazenamento de carbono. Praticamente todo o desenvolvimento desta tecnologia já considera a incorporação do CCS[5].

[5] CCS é a sigla de Carbon Capture and Storage, que é frequentemente utilizada para a designação da Captura e Sequestro de Carbono.

Os custos de geração de eletricidade através desta tecnologia chegam a US$ 80 por MWh[6] na Alemanha (IEA, 2007). No Brasil, contudo, estes custos tendem a ser bem maiores. Na Alemanha, esta tecnologia é aproximadamente 30% mais cara do que a de carvão pulverizado; rebatendo este percentual para o Brasil, pode-se estimar que os custos de geração no Brasil sejam da ordem de US$ 175 por MWh.

No Brasil, a geração de eletricidade através de carvão alcançou 3% em 2007, contudo, através de tecnologias convencionais (MME, 2008).

Os impactos no uso da terra são pequenos, pois a área requerida para a construção é pequena, podendo se localizar próximo aos centros de carga.

Conforme descrito na seção anterior, os impactos em saúde e segurança pública residem na mineração e queima do carvão. No caso de usinas de IGCC, os problemas relacionados com as emissões do carvão seriam mitigados através de seu seqüestro e armazenamento. O gás de síntese pode ser queimado em turbinas a gás e recuperado por meio de uma turbina a vapor (ciclo combinado), o que possibilita a remoção de cerca de 95% do enxofre e a captura de 90% do nitrogênio (ANEEL, 2009).

Ainda que não haja nenhum estudo específico sobre a aceitação social de usinas do tipo IGCC com armazenamento de carbono, a tendência é haja problemas relacionados com a extração do carvão mineral, e não tanto com sua queima, caso haja uma estratégia de disseminação de informações sobre este tipo de usina na região diretamente envolvida. A utilização de água é menor do que uma usina a carvão ou a gás natural convencional, e as emissões são baixas (DOE, 2006).

### 5.1.5. Fissão Nuclear (gerações III e IV)

A geração de eletricidade através da fissão nuclear se iniciou com as usinas de geração I, utilizadas nos anos 50 e 60 como protótipos. A geração II surgiu nos anos 70 em larga escala comercial e ainda estão em operação.

A vasta maioria (90%) das usinas nucleares utiliza água como líquido refrigerante; o calor gerado do urânio dentro do reator é transferido para esta água. Reatores de água leve (*light water reactors* – LWR) utilizam água normal como refrigerante, que toma a forma de vapor (LWR comuns); ou água pressurizada em reatores de água pressurizada (*pressurized heavy water reactor* – PHWR). Num reator tipo PHWR, a água pressurizada em *loop* no circuito primário é utilizada para transferir calor para um circuito secundário em *loop*, gerando vapor. O restante (10%) são reatores refrigerados a gás (*gas-cooled reactors* – GCR), *graphite-moderated water cooled reactor* (GWCR) ou *fast-breeder reactors* (FBR). Reatores do tipo FBR ainda necessitam de mais pesquisa, entretanto, sua eficiência na utilização do urânio é de 30 a

[6] Considera-se que EUR 1,00 = R$ 2,68. Cotação em 15/06/2009.

60 vezes maior; um FBR pode converter mais U-238 em combustíveis utilizáveis (neste caso plutônio) do que o reator consome. O combustível deve ser reprocessado antes que o plutônio e o U-235 remanescentes possam ser reutilizados (IEA, 2006).

No Brasil, as usinas de Angra I (reator Westinghouse), Angra II e III (reatores Siemens) são do tipo PWR (*pressurized water reactor*).

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

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

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

O custo da geração de eletricidade através de novas usinas nucleares está atualmente entre US$ 30 e US$ 57 por MWh no mundo (IEA, 2007a). No Brasil, estes custos chegam a U$$ 113,66 (Novaes, 2009).

A quarta geração (GEN-IV) é prevista para entrar em operação comercial a partir de 2030, com uma eficiência de operação entre 40-50%. A estimativa de preços da geração elétrica após a construção da primeira usina da GEN-IV é algo entre US$ 31-US$ 46 por MWh (IEA, 2007a).

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

As emissões de ciclo de vida da geração de eletricidade através de fontes nucleares são ínfimas, de 2,8 a 24 $gCO_2eq/kWh$ apenas (média de 13 $gCO_2eq/kWh$).

A geração de eletricidade através da fissão nuclear foi responsável por 4,9% do total gerado em 2007 no Brasil (MME, 2008). Em 2030, a participação tende a diminuir para 3% (EPE, 2008).

O impacto no uso da terra também pode ser considerado baixo.

Das formas de produção de eletricidade, a usina nuclear é uma das menos agressivas ao meio ambiente. Ainda assim, a possibilidade de a unidade provocar grande impacto socioambiental é um dos aspectos mais controversos de sua construção e operação. Isto porque toda a cadeia produtiva do urânio – da extração à destinação dos dejetos derivados da operação da usina – é permeada pela radioatividade (ANEEL, 2009). Ainda não se conseguiu encontrar uma solução definitiva para os dejetos radioativos que, lado a lado com o risco de acidentes nas usinas, se constituem nos elementos mais perigosos do processo de produção da energia nuclear. Por estes motivos, questões de saúde e segurança pública e a aceitação social da geração de eletricidade através da fissão nuclear são prejudicadas.

### 5.1.6. Energia eólica

Sistemas eólicos são tecnologias atualmente comerciais e com alta viabilidade técnica. As turbinas eólicas são altamente eficientes e confiáveis hoje em dia, com menos de 10% de perdas térmicas no sistema de transmissão (ZERVOS, 2008) e 99% de confiabilidade (IEA, 2008).

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

Para que a eletricidade gerada através de energia eólica torne-se completamente competitiva com as tecnologias de geração convencionais, requere-se maior redução de custos. Nas últimas duas décadas, estima-se que cerca de 60% da redução dos custos foi resultado de economias de escala (aumento do volume de mercado). Os restantes 40% podem ser atribuídos diretamente à pesquisa e desenvolvimento (ZERVOS, 2008).

Com a última informação disponível de novos projetos construídos, o custo de geração de eletricidade varia entre € 4,5 a 8,7 centavos/kWh para uma central eólica onshore e entre € 6,0 e 11,1 centavos/kWh para centrais offshore (ZERVOS, 2008). Em 2020 esses custos cairiam para € 3,0 – 3,8 centavos/kWh para locais com boas condições de vento e € 4 – 6 centavos/kWh para uma velocidade média de vento baixa[7] (ZERVOS, 2008).

Para o caso brasileiro, e energia eólica ainda não é competitiva e ainda precisa de incentivos. De acordo com Marques (2008), a eletricidade proveniente de centrais eólicas no Brasil pode ser vendida a preços entre R$ 200-220/MWh (média) e, para locais com boas condições de vento, entre R$ 170-175/MWh. O custo marginal de expansão do setor elétrico previsto pelo Plano Decenal de Expansão (MME, 2007) é de R$ 140/MWh.

[7] De acordo com o estudo *"Global Wind Energy Outlook" Scenario*, publicado em 2006 pela GWEC (Global Wind Energy Council), Greenpeace International e o Centro Espacial Alemão (DLR).

No caso brasileiro, ainda existe campo para desenvolvimento do ponto de vista tecnológico[8], especialmente para aproveitar um potencial eólico estimado em 143 GW[9] (CAMPOS, 2007): desenvolver tecnologias de torres, de pás, geradores e componentes (CAMPOS, 2007).

Essa constatação é uma das razões do atraso da primeira fase do PROINFA[10], dado que o parque industrial instalado no país não se expandiu de maneira que o nível de nacionalização fosse atingido. As incertezas têm afastado investimentos na implantação de novas fábricas no setor Dutra (2007).

Está previsto para novembro um leilão específico para compra de eletricidade proveniente de energia eólica como uma ação de incentivo a essa fonte no país. No entanto, são necessárias políticas públicas de incentivo ao aumento da participação da energia eólica na matriz integradas ao desenvolvimento tecnológico e industrial de maneira a garantir o estabelecimento de um mercado de produtos e serviços no país.

## Aspectos socioambientais da energia eólica

A construção e operação de centrais eólicas levantam questões relativas a impactos visuais, sonoros, interferência eletromagnética e os efeitos potenciais sobre o meio ambiente local e animais (ZERVOS, 2008). Essas questões podem ser resolvidas juntamente com a população local e as instituições públicas competentes. Análises de ciclo de vida para centrais eólicas apontam os benefícios desse tipo de aproveitamento em relação à geração de eletricidade através de fontes fósseis: “payback” energético e emissões de gases precursores de efeito estufa e de poluentes (SCHLEISNER, 2000; CHATAIGNERE; BOULSCH, 2003).

Os impactos visuais dessas centrais são subjetivos. Há aqueles que se preocupam com a depreciação da paisagem e aqueles que vêem nas turbinas algo moderno e elegante.

Em relação aos ruídos, a poluição sonora das centrais eólicas são relativamente baixas comparadas ao trânsito das cidades, trens, atividades de construção. Além disso, a redução crescente da velocidade das pás contribui ainda mais para a redução dos ruídos. Para efeito de comparação, o nível de ruído de um quarto silencioso é de 35 dB, ao passo que o de uma central eólica a 350m varia entre 35 a 45 dB (ZERVOS, 2008).

[8] http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=020115071024

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

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

A relação entre a mortandade de pássaros e as centrais eólicas é baixa, desde que respeitadas algumas condições, como estar fora de rotas migratórias ou estar em locais particularmente atrativos para alimentação ou reprodução. A título de exemplo, a taxa de mortalidade anual de pássaros médios e grandes em 18 centrais eólicas localizadas na Espanha era de 0,13 por turbina; na Alemanha, de acordo com o Escritório Nacional de Meio ambiente, foram registradas 278 mortes de pássaros entre 1989 e 2004, sendo que no final do período o país contava com cerca de 16.500 turbinas em operação (ZERVOS, 2008).

Geralmente 99% da área onde uma central eólica típica está construída fica fisicamente disponível para uso, como pastagens ou plantações (TERCIOTE, 2002).

No ciclo de vida de centrais eólicas, Chataignere e Boulsch (2003)[11] estimaram as emissões de gases precursores de efeito estufa entre 7,5 e 12,2 g $CO_2$eq/kWh, sendo a etapa de construção responsável por 60% a 90% das emissões ao longo do seu ciclo de vida. Para o caso de duas plantas instaladas na Dinamarca, Schleisner (2000)[12] apresenta valores de 16,5 g $CO_2$eq/kWh e 9,7 g $CO_2$eq/kWh para uma central offshore e onshore respectivamente. Para efeito de comparação, termelétricas a gás emitem cerca de 600 g $CO_2$eq/kWh (CHATAIGNERE; BOULSCH, 2003).

O "payback" energético de centrais eólicas é muito baixo, "pagando-se" em poucos meses: 0,29 e 0,39 anos no caso de uma central onshore e offshore, respectivamente (SCHLEISNER, 2000).

### 5.1.7. Energia solar fotovoltaica

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

Atualmente a tecnologia é comercialmente empregada e, no contexto dos países desenvolvidos, é competitiva em termos de custo com a eletricidade convencional na ponta do sistema em aplicações conectadas à rede ou com sistemas geradores a diesel em sistemas isolados (PV TECHNOLOGY PLATFORM, 2007). Para tornar-se competitiva com os custos da eletricidade da rede para o consumidor final ou no mercado atacadista, há ainda um grande

[11] Foram analisadas 10 configurações diferentes com diferentes fabricantes e portes.

[12] O inventário utilizado por Schleisner (2000) é de 1995, sabendo-se que até o período atual ocorreram desenvolvimentos tecnológicos e ganhos de escala significativos.

esforço de P&D a ser realizado, o que também inclui os componentes de balanço do sistema[13] (PV TECHNOLOGY PLATFORM, 2007).

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

O custo de investimento no mundo varia de € 5-6/Wp instalado para sistemas fotovoltaicos instalados em edificações. Para o caso de centrais fotovoltaicas conectadas à rede, € 4,5-6/Wp instalado (ZILLES, 2008). Para 2015, estima-se que esses valores variarão entre ~€ 2 e 4/Wp (PV TECHNOLOGY PLATFORM, 2007).

Para o caso brasileiro, o custo da eletricidade gerada varia de R$ 800 – 950/MWh para sistemas conectados à rede (ZILLES, 2008).

## Aspectos socioambientais da energia solar fotovoltaica

Os principais impactos dos módulos fotovoltaicos dão-se nos processos de fabricação. Durante a instalação, seu funcionamento não emite gases, não gera ruídos (não há partes móveis) e calor.

Os maiores riscos ambientais relativos ao processo de fabricação das células de silício cristalino associam-se ao uso de gases (arsênio e fosfina), que dificilmente seriam lançados no meio ambiente que não seja através da ocorrência de vazamentos e explosões (EPRI; CAC, 2003). O descarte dos módulos deverá ser feito de maneira apropriada para não ocorrer contaminação ambiental por metais pesados, sendo a reciclagem uma alternativa bastante recomendada principalmente para o aproveitamento dos elementos químicos bastante raros utilizados pela indústria de painéis (cádmio, telúrio, selênio, gálio, índio, germânio, rutênio) (EPRI & CAC, 2003).

Em análise de ciclo de vida para diversas tecnologias fotovoltaicas, estima-se que as emissões de gases precursores de efeito estufa variam entre 25 e 32 g/kWh, podendo cair para 15 g/kWh futuramente (ALSEMA et al., 2006; 2007). Estas emissões ocorrem antes da operação. É importante destacar que é preciso evitar comparações entre centrais eólicas e sistemas fotovoltaicos devido às diferenças de escala: na faixa de 1 MW para o primeiro caso e de kW no segundo.

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

Desmitificando a informação ainda comumente encontrada, o "payback" energético dos módulos é positivo e varia de 1 a 3,5 anos para o caso europeu, dependendo da tecnologia do módulo em questão (silicone cristalino e filmes finos, por exemplo) (ALSEMA et WILD-SCHOLTEN, 2006).

### 5.1.8. Energia Solar Térmica de Alta Temperatura

A energia solar para altas temperaturas tem sido pesquisada para geração de calor e eletricidade principalmente[14]. Atualmente novas aplicações estão sendo buscadas como a produção de combustíveis gasosos e hidrogênio. As melhores localidades são onde há boa quantidade de radiação solar direta.

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

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

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

A energia gerada ainda não é competitiva frente à geração convencional, mas prevê-se que entre 2015 (IEA, 2008) e 2020 (DOE, 2007d) tornar-se-á competitiva.

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

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

O custo da eletricidade gerada pelas concessionárias varia entre US$ 2¢–8¢/kWh (DOE, 2007c) e, caso as metas do Programa sejam atingidas, a eletricidade gerada por concentradores solares será competitiva em termos de custo em 2020. Dessa maneira, considera-se aqui que a partir desse ano sua implantação será comercial.

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

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

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

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

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

Houve um estudo de pré-análise de viabilidade para uma termoelétrica solar[15] no Brasil. Foi estimado que a construção de uma planta com capacidade de 100 MW, usando ciclo Rankine custaria US$ 2,660/kW, cerca de 19% mais baixo que nos EUA, devido a economias com mão de obra, materiais e alguns equipamentos (Brakmann et alli, 2005). No entanto, segundo o PNE 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a), a geração heliotérmica não se mostra competitiva em escala comercial até 2030.

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

Varun et all. (2009) apresenta alguns valores de emissões para o ciclo de vida para alguns sistemas de concentradores solares térmicos. As emissões variam de 13,6 a 202 $gCO_2/kWh$.

### 5.1.9. Queima direta de resíduos da cana-de-açúcar

As usinas de açúcar e álcool no país são auto-suficientes em eletricidade e calor através da cogeração em turbinas a vapor utilizando o bagaço de cana como combustível. Várias usinas geram excedentes de eletricidade que são vendidos à rede de eletricidade. O processo e a tecnologia são dominados no país.

As emissões evitadas da eletricidade excedente gerada são de 59 e 62 kg $CO_2/m^3$ de etanol hidratado e anidro, respectivamente, quando comparado com o fator de emissão médio global de geração de eletricidade de ~579 $tCO_2eq/GWh$ (Macedo et al., 2008).

A bioeletricidade também é bastante importante em termos de segurança energética para o país dada a sua complementariedade com a hidreletricidade, pois o período da safra da cana (de maio a dezembro) coincide justamente quando chove menos nas regiões Sudeste e Centro-Oeste e o nível dos reservatórios está mais baixo. E as hidrelétricas estão ficando cada vez mais distantes dos centros de consumo.

Há uma janela de oportunidade no país de aumentar o excedente de eletricidade e, conseqüentemente reduzir as emissões de GEE utilizando a mesma quantidade de bagaço ao se substituir as turbinas comumente utilizadas no país[16] por sistemas de cogeração mais eficientes, sejam os mais modernos sendo atualmente empregados nas usinas mais modernas ou com parâmetros ainda mais elevados na geração de vapor, propiciando maior eficiência na geração elétrica.

Com relação à tecnologia empregada atualmente, foi verificado que os sistemas de cogeração mais eficientes em operação no setor de cana-de-açúcar nacional são ciclos a vapor que são turbinas que operam com vapor de entrada a 65 bar e 490 ºC e com sistemas de condensação e extração controlada e contra-pressão.

Sistemas que operem a 90 bar e 520 °C estão sendo vislumbrados por algumas usinas. Nesse último caso, o excedente de eletricidade gerada seria de cerca de 88 kWh/t cana em comparação com os 40 kWh/t cana de uma usina típica do setor (NIPE, 2007)[17].

[16] Turbinas que operam com vapor a 22 bar/320 °C (sistemas que apenas viabilizam a auto-suficiência do atendimento elétrico) e 42 bar/420 °C (que permitem a geração de excedentes elétricos modestos) (NIPE, 2007; Macedo et al., 2008).

[17] De acordo com a configuração e operação da usina padrão utilizada em NIPE (2007).

Esse excedente pode ser ainda mais elevado caso seja utilizada a palha da cana juntamente ao bagaço para queima nas caldeiras, podendo chegar a 160 kWh/t cana. A Tabela 19 apresenta esses valores de acordo com simulação feita em NIPE (2007).

**Tabela 19: Eletricidade excedente gerada para consumos diferentes de palha**

| *Configuração* | **1** | **2** | **3** |
|---|---|---|---|
| Fração do total de palha consumida pelo sistema de cogeração (%) | 0 | 25 | 50 |
| Eletricidade excedente gerada (kWh/t cana) | 87,8 | 121,3 | 160,2 |

Fonte: Adaptado de NIPE (2007).

### 5.1.10. Gaseificação da biomassa

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

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

Nos últimos 15 anos tem havido certo esforço de pesquisa e desenvolvimento relativo à tecnologia BIG-CC (*Biomass Integrated Gasification to Combined Cycles*). Prevê-se que se tornarão competitivas entre 2018 e 2020 (IEA, 2008).

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

As emissões de ciclo de vida associadas à tecnologia são consideradas nesse estudo como sendo de 178 $gCO_2$/kWh, valor apresentado por Varun et al. (2009).

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

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

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

A tecnologia de BIG-CC possui um enorme potencial de geração de eletricidade comparada com as outras tecnologias empregadas atualmente no setor e com as previstas na expansão setorial. A Tabela 20 mostra que a tecnologia gera de 2 a 3 vezes mais eletricidade por tonelada de cana (em cogeração) do que as tecnologias mais eficientes em operação.

Tabela 20: Geração de eletricidade a partir da biomassa de cana para diversas tecnologias.

| Tecnologia | Em Co-geração ($kWh/ton_{Cana}$) | Em Geração Pura ($kWh/ton_{Cana}$) |
|---|---|---|
| Ciclos de Baixa Eficiência em Operação | 15 | |
| Ciclo a Vapor com Turbinas de Contrapressão | 50 | |
| Ciclo a Vapor com Turbinas de Condensação e Extração | 70 | 100 |
| Ciclo Combinado Integrado a Gaseificação da Biomassa | 185 | 200 |

Fonte: Correa Neto (2007).

Segundo NIPE (2007), a produção de eletricidade a partir da gaseificação da biomassa as três principais barreiras tecnológicas estão associadas à: (i) gaseificação de biomassa em larga escala, respeitadas determinadas especificações do gás combustível, (ii) limpeza do gás, de forma eficiente e a custos moderados, preferencialmente a quente (para que sejam evitados os custos e as perdas do resfriamento do gás previamente à limpeza), e (iii) operação eficiente das turbinas a gás com queima dos gases de gaseificação. Como solução, é sugerido que parte do desenvolvimento tecnológico necessário poderá vir dos esforços que já foram feitos quanto ao uso dos energéticos fósseis, como no caso da gaseificação do carvão mineral e do processo Fischer-Tropsch (FT) a partir de gás natural. E, no mesmo sentido, avanços tecnológicos relativos ao uso da biomassa poderão ser alcançados em sistemas de co-gaseificação (carvão mineral + biomassa) e co-firing (gás natural + gás de gaseificação).

### 5.1.11. Co-firing: geração de eletricidade

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

O uso de co-firing com mistura de biomassa e combustíveis fósseis, como gás natural e carvão, poderia aumentar a participação mundial da biomassa na geração de eletricidade de 3% para 5% em 2050 e ao mesmo tempo reduzindo as emissões de gases precursores de efeito estufa (IEA, 2006).

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

O custo da eletricidade gerada em um sistema puramente BIG-CC (US$ 96/MWh) seria muito maior do que em um ciclo combinado convencional a gás natural (US$ 36/MWh), de acordo com estudo preliminar de viabilidade feito recentemente[18] (NIPE, 2007). Por outro lado, o dimensionamento de um sistema co-firing que poderia deslocar em até 12% a demanda de gás natural (base mássica) permitiria a produção de eletricidade a custos próximos a 60 US$/MWh, com certa margem de flexibilidade do ponto de vista da mistura combustível.

O Plano Nacional de Energia 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007a) não contempla o uso de co-firing. É recomendável que maiores estudos a respeito dessa alternativa sejam realizados. As justificativas para tal opção tecnológica seriam (NIPE, 2007):

"(i) as turbinas a gás poderiam operar com combustível de médio poder calorífico, sem que a turbina a gás fosse sacrificada em seu desempenho, sem necessidade de alterações significativas, e, muito provavelmente, sem desgaste acentuado; (ii) o desempenho do ciclo combinado co-firing seria significativamente melhor do que o do ciclo BIG-CC; (iii) a capacidade elétrica da instalação poderia ser bastante maior do que a dos ciclos BIG-CC possíveis, com impacto positivo no investimento inicial; (iv) a capacidade de geração de gás de biomassa seria modesta, compatível com a capacidade dos sistemas especificados nas unidades de programas de PD&D; (v) os riscos associados ao suprimento e às oscilações dos preços dos combustíveis seriam minimizados; e (vi) por todas as razões anteriores, seria mais fácil viabilizar a construção do número de unidades de gaseificação/limpeza dos gases suficiente para induzir redução dos investimentos iniciais por efeito de aprendizado".

## 5.2. Combustíveis e calor

### 5.2.1. Tecnologias de Refino de Petróleo

O conceito de "refinaria do futuro" diz respeito a um complexo que processa vários tipos de matérias-primas, com a menor geração possível de efluentes e resíduos, para produzir combustíveis ultra-limpos. "E todo tipo de resíduo, se não servir para produção de

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

combustíveis, se transforma em energia elétrica". O Cenpes já trabalha numa linha de pesquisa de gaseificação de resíduos de petróleo voltada para a produção de gás de síntese (Petro&Química, 2006).

Mesmo assim, as emissões de dióxido de carbono dos derivados de petróleo seriam equivalentes a das tecnologias atuais, já que a queima posterior liberaria a mesma quantia. De acordo com IPCC (2007), os derivados de petróleo emitem em torno de 76,3 $gCO_2$/MJ.

### Diesel ultra-limpo

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

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

## 5.2.2. Gas-to-liquid (GTL)

*Gás To Liquid* (GTL) é o nome dado a uma série de processos e tecnologias utilizadas para converter gás natural em derivados de petróleo ou produtos petroquímicos. Através destas tecnologias, é possível transformar gás natural em diesel (processo Fischer-Tropsch), gasolina, querosene e produtos petroquímicos. Uma das maiores vantagens desta tecnologia é sua característica ambiental, já que os derivados produzidos praticamente não contêm enxofre e compostos nitrogenados. O processo Fischer-Tropsch consiste na reação de um gás de síntese (gás natural ou carvão gaseificado) em combustíveis líquidos, na presença de um catalisador [19].

De acordo com CGEE (2007a), a implementação comercial (aplicação prática seletiva ou utilização generalizada da tecnologia) de tecnologias de processos GTL embarcados se dará entre 2011 e 2020. A Shell planeja construir em breve uma planta de GTS em escala

[19] http://www.eere.energy.gov/afdc/fuels/emerging_gas_liquids_production.html Acesso em 15/06/2009.

comercial no Qatar. A Petrobrás pretende desenvolver uma planta comercialmente viável de GTL com o gás natural proveniente da bacia de Santos.

O custo atual de conversão (sem contar o custo do gás natural) encontra-se em torno de U$ 20 a U$ 25 BBL (aproximademente 115 litros), (Schmetz, 2005). Um barril de óleo combustível, por exemplo, contém aproximadamente 150 metros cúbicos de gás natural em energia; considerando-se que não há perdas no processo Fischer-Tropsch, o custo total por barril seria o custo de 150 $m^3$ de gás natural. Considerando-se um custo de gás natural na boca de poço de aproximadamente US$ 1,00/MMBTU, 150 metros cúbicos custaria aproximadamente U$ 5,6 por BBL. Portanto, o custo total desta tecnologia estaria algo em torno de U$ 25 e U$ 30 por BBL.

Com um combustível limpo, as emissões no ciclo de vida diminuiriam bastante com relação aos derivados de petróleo, que devem ser refinados e são mais poluentes (por conter enxofre). Plantas de produção com armazenamento de carbono são mais indicadas para a produção, contudo tornaria a viabilização econômica mais difícil.

A matriz esperada de consumo de derivados de petróleo em 2030 é de 29% (EPE, 2008). Em 2007 a oferta interna de derivados alcançou 37% da matriz (MME, 2008).

A aceitação social não deve ser um problema, por possuir apelo ambiental e por ser possivelmente preferida quando comparado com uma refinaria de petróleo. Os impactos no uso da terra são pequenos.

### 5.2.3. Coal-To-Liquid (CTL)

*Coal-to-liquid* é um processo de conversão de carvão em combustíveis líquidos (como gasolina e diesel). O processo de produção pode ser através do processo Fischer-Tropsch (conversão de carvão em gás e depois em líquido); ou através da liquefação direta, que consiste na reação do carvão com hidrogênio a alta temperatura e pressão para a produção de combustíveis líquidos a serem refinados (*Bergius hydrogenation process*)[20].

Pesquisa e desenvolvimento nesta área focam no aumento da eficiência e redução dos custos. Os custos atuais estão em torno de U$ 45 o barril, e a eficiência entre 55-59%, dependendo da configuração da usina (após a gasificação e a reação Fischer-Tropsch, um percentual é transformado em combustível e o $H_2$ restante é utilizado para a geração de eletricidade através de turbinas a gás), (Schmetz, 2005), (DOE, 2007b).

[20] http://www.eere.energy.gov/afdc/fuels/emerging_coal_liquids_production.html Acesso em 15/06/2009

Conforme já descrito na subseção anterior, a matriz esperada de consumo de derivados de petróleo em 2030 é de 29% (EPE, 2008). Em 2007 a oferta interna de derivados alcançou 37% da matriz (MME, 2008).

As emissões no ciclo de vida podem ser consideradas semelhantes a tecnologia GTL (Schmetz, 2005), e configurações com captura e armazenamento e armazenamento de carbono podem reduzir as emissões de $CO_2$ no processo, mas aumentando os custos para U$ 55 por barril (Schmetz, 2005).

A implementação comercial se dará após 2020 (DOE, 2007b).

A aceitação social esbarra na produção de carvão, que causam inúmeros impactos sócio-ambientais. Os impactos no uso da terra podem ser considerados pequenos.

### 5.2.4. Gás Natural Liquefeito (GNL)

A tecnologia do gás natural liquefeito (GNL) já é comercialmente utilizada, com a tendência de custos decrescentes no médio e longo prazos (devido ao efeito aprendizado).

No Japão, 96,5% do total de gás natural consumido é proveniente de GNL. Nos próximos anos, espera-se um grande crescimento deste mercado, principalmente devido às expansões previstas nos Estados Unidos. No Brasil, a Petrobrás concluiu a construção de duas estações de regasificação de GNL, uma na baía de Guanabara-RJ, com capacidade de 14 mmc/dia, e outra na Bahia, com capacidade de 9 mmc/dia.

Os custos totais na produção de GNL (atividades upstream, liquefação, frete e regasificação) variaram de U$ 3,5 - 4,1 por milhão de BTU (MMBTU) no início dos anos 90 para U$ 2,8 - 3,4 MMBTU no início dos anos 2000 (IEA 2004b). Atualmente existem preços spot de mercado, que é a referência para o GNL (não incluem o frete). Os preços do dia 15/06/2009 na Europa e nos Estados Unidos eram, respectivamente, US$ 4,30 e US$ 3,57.

Em 2007, o gás natural alcançou 8,7% da matriz de geração de eletricidade no Brasil (MME, 2008); espera-se que até 2030 o gás natural alcance 18% da oferta interna de energia, ante a 9,3% em 2007 (EPE, 2008).

Não há grandes dificuldades de penetração desta tecnologia no mercado, tendo em vista a larga experiência do Japão nesta área e os recentes investimentos no Brasil e no mundo. O impacto no uso da terra é praticamente nulo, já que estações de regasificação são construídas no mar.

A aceitação social do GNL é frequentemente um problema. Nos Estados Unidos, o protesto mais conhecido foi o de Malibu, que reuniu a população local e vários artistas contra a instalação de uma plante de regasificação no mar da região. A possível falta de segurança de sistemas de GNL era o principal motivo do protesto; alguns mitos sobre possíveis explosões devido a expansão do liquido em vapor, ou que a estação de GNL é uma bomba flutuante, são

freqüentemente citados. Pesquisas em laboratórios mostraram que este fenômeno da bolha explosiva não ocorre, e casos de acidentes envolvendo embarcações de GNL nunca resultaram em explosões (Quillen, 2002), contudo, a população em geral não reconhece estas pesquisas realizadas.

### 5.2.5. Novas tecnologias para Produção de Etanol (2a. geração)[21]

Etanol de segunda geração é uma nova aposta tecnológica para o completo aproveitamento da cana-de-açúcar ao possibilitar converter o seu material lignocelulósico (palha e bagaço), o que corresponde a aproximadamente 2/3 da energia contida na cana-de-açúcar, em etanol. Atualmente somente 1/3 da cana é utilizada para produção de etanol, açúcar e eletricidade.

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

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

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

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

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

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

[21] Esta seção baseou-se principalmente em NIPE (2007).

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

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

Os custos estimados seriam (NIPE, 2007):

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

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

A oferta adicional de etanol proveniente das tecnologias de segunda geração não requererão o maior uso da terra, de fertilizantes e defensivos agrícolas, pois aproveitará a matéria-prima que vem com a cana-de-açúcar para dentro da usina, no caso o bagaço, e o aproveitamento da palha recolhida no campo. Maiores atividades de pesquisa são ainda necessárias para caracterizar os impactos sobre o uso da água e produção de efluentes.

### 5.2.6. Energia solar térmica de baixa temperatura

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

De 2001 até 2006, o Brasil duplicou a área de coletores solares: de 1,5 milhão de m2 para 3,1 milhões de $m^2$ (Goeking, 2008; Macedo, 2003).

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

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

Há a necessidade de continuação de atividades de P&D para as tecnologias comercialmente existentes e para as novas, assim como demonstração de novos

sistemas/conceitos. São necessárias, em especial, maiores pesquisas em aquecedores solares de baixo custo (durabilidade, segurança, desempenho energético e fitossanitário, por exemplo).

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

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

O poder público e o mercado vêm criando mecanismos para garantia da qualidade dos equipamentos (etiquetagem de coletores solares e reservatórios térmicos[22]), do fornecimento, instalação e pós-venda (Programa Qualisol), de alterações nos códigos de obras municipais[23]. Essas são algumas atividades que vêm promovendo a transformação de mercado para o uso da tecnologia de aquecimento solar de água, principalmente nos dois últimos anos.

Seus impactos ambientais são bastante positivos, pois evita o pico de demanda (construção de usinas e provavelmente térmicas) e emissões da geração provenientes da geração. Por outro lado, as matérias-primas utilizadas produzem impactos, como na mineração do cobre e alumínio, por exemplo.

## 5.3. Uso final de energia[24]

De acordo com IEA (2008), eficiência energética reduz o requerimento de combustíveis, e sua melhoria em edificações, eletrodomésticos, transporte, indústria e geração de eletricidade representam os maiores potenciais com os menores custos.

A eficiência energética merece destaque com relação ao potencial de mitigação de GEE. Tecnologias eficientes em edificações, indústrias, residências, comércios, serviços e transportes possuem grande potencial de mitigação.

A figura 37 ilustra a redução de emissões de dióxido de carbono para o mundo no cenário BLUE map[25] do IEA, comparado com o cenário tendencial. A eficiência energética no

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

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

[24] Esta seção está baseada no relatório “Energias do Futuro”.

[25] O cenário BLUE map é mais agressivo do que os cenários anteriores do IEA, e possui como meta a redução de 50% dos níveis atuais de emissões para o ano de 2050.

uso final de eletricidade pode auxiliar na mitigação de 5,8 Gt de CO2 até 2050 (12% do total), e no uso de combustíveis de 11,5 Gt de CO2 (24% do total) no mundo.

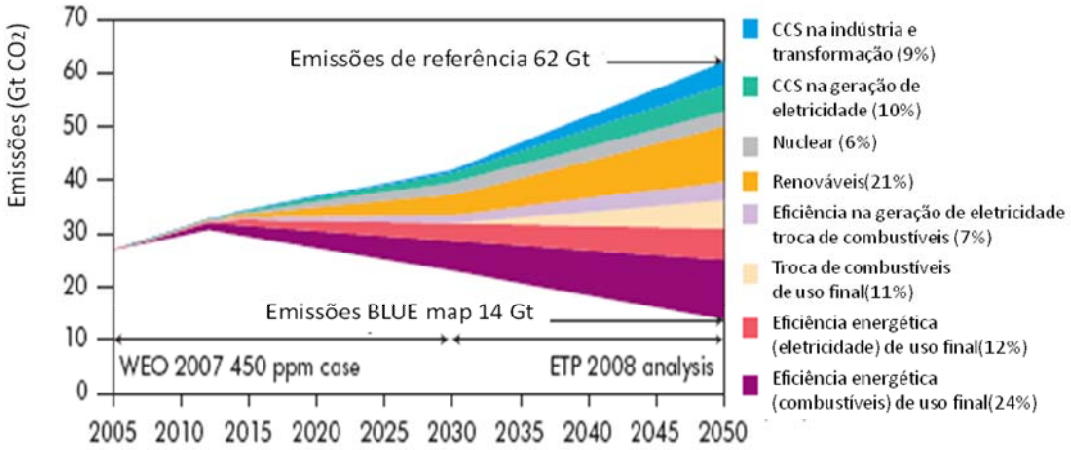



Figura 37: comparação entre cenários de emissão de $CO_2$ tendencial e BLUE map

Fonte: IEA (2008)

As subseções abaixo detalham as principais tecnologias de uso final e seus potenciais de redução de GEE no Brasil.

### 5.3.1. Edificações

As edificações possuem um papel crucial (i.e. projeto adequado e materiais empregados) no consumo de energia dos usos finais ao longo da sua vida útil (por volta de cinqüenta anos), pois 80% da energia consumida no ciclo de vida da edificação ocorrem durante seu uso.

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

Sistemas de gerenciamento e medição possuem papel importante como medidas de uso racional da energia. A medição “inteligente” (smart metering) permite ao consumidor gerenciar seu consumo a partir das informações apresentadas, sendo possível atingir-se economias de energia entre 10 e 15%. Já os sistemas de gerenciamento da energia em edificações têm provado que é possível reduzir-se 10% a 20% do consumo de energia a baixo custo. O potencial de seu emprego em pequenas e médias empresas é grande (IEA, 2006).

O setor de construção[26] é a atividade humana com maior impacto sobre o meio ambiente, consumindo recursos naturais, insumos energéticos e gerando resíduos em proporções muito maiores do que outras atividades econômicas (Silva, 2003). Por outro lado,

[26] Considerado aqui como as atividades de construção, uso, reparo, manutenção e demolição.

possui uma grande importância econômica (CIB e UNEP-IETC, 2002). Dessa forma, apresenta-se, por essas razões, como um setor-chave para ações voltadas para o desenvolvimento sustentável (Silva, 2003), especialmente para o caso dos países em desenvolvimento (CIB e UNEP-IETC, 2002).

O plano de ação europeu da agenda estratégica de P&D para o ambiente construído estabeleceu para 2030 a meta de que, no mínimo, 30% das edificações existentes terão sido modernizadas (*upgraded*) de forma que se atinja uma média de redução em torno de 50% do consumo de energia[27]. Em 2050, 100% das edificações *existentes* terão sido modernizadas, aproximadamente todas as *novas* edificações não serão emissoras de $CO_2$, cerca de toda a energia consumida será produzida na própria edificação e mais de dois terços das emissões de $CO_2$ do *setor de construção* serão reduzidas (ECTP, 2007).

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

O Brasil lançou recentemente a etiquetagem de edificações dentro do Programa de Etiquetagem Brasileiro ainda em caráter voluntário, mas com previsão de se tornar compulsório dentro de cinco anos.

## Janelas

As janelas possuem um impacto importante na energia consumida em edificações. Por exemplo, nos EUA perde-se pelas janelas 30% da energia utilizada para aquecimento e condicionamento de ar numa residência padrão (IEA, 2006). Os custos de refrigeração podem ser reduzidos entre 6%-32% dependendo do tipo de janela empregada, conforme estudo realizado em uma casa típica em Phoenix (EUA) (IEA, 2006).

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

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

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

### Isolamento

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

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

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

## 5.3.2. Usos finais: setor comercial, residencial e de serviços

### Aquecimento, resfriamento e ventilação

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

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

De acordo com o Roadmap das atividades de P&D em aquecimento, ventilação, condicionamento de ar e refrigeração (HVAC&R[28]), estabeleceu-se as seguintes metas para 2020: redução de 50% no consumo de energia e da demanda de pico em novas edificações residenciais em HVAC&R; redução de 25% no consumo de energia e da demanda de pico no setor comercial em HVAC&R; e redução de 90% no vazamento de gás refrigerante de sistemas de refrigeração em supermercados e redução de 25% do consumo de energia nesse subsetor (ARTI, 2008).

## Iluminação

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

No médio e longo prazo, no entanto, aposta-se em algumas tecnologias emergentes, sendo a mais promissora delas as tecnologias de iluminação em estado sólido (*SSL – solid-state lighting*), mais conhecidas como LEDs (*light-emitting diodes*) e OLEDs (*organic light-emitting diodes*), sendo que as primeiras encontram-se em um estágio de desenvolvimento mais adiantado, com fabricantes tradicionais já com lâmpadas sendo vendidas comercialmente. São mais eficientes, com perspectivas de atingirem o dobro da eficácia luminosa em 2020 em relação às lâmpadas fluorescentes e HID, além de durarem mais (DOE, 2008).

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

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

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

[28] Heating, ventilation, air conditioning and refrigeration.

## Equipamentos

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

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

No caso de refrigeradores no setor comercial, como no caso de supermercados, estudos realizados pelo Canadá e EUA apresentaram potenciais de redução do consumo de, respectivamente, 31% e 60%, sendo que pesquisadores apontam a possibilidade de que melhorias tecnológicas possibilitem o desenvolvimento no futuro de refrigeradores 50% mais eficientes (IEA, 2006).

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

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

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

após a desregulamentação do mercado de GLP. Análises devem ser realizadas para verificar essa tendência e apontar alternativas.

### 5.3.3. Setor industrial

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

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

A tabela 21 apresenta os potenciais, relativo e absoluto, adotados nesta seção para efeito de se classificar os segmentos industriais no Brasil, segundo seu potencial técnico de conservação de energia, de acordo com Bajay *et alli* (2009). Os potenciais relativos resultam todos de estimativas feitas para o Brasil. Quando estas estimativas encontram-se na forma de faixas de variação, foram utilizadas as informações disponíveis sobre os potenciais correspondentes no mundo como um todo, ou em outros países, para se chegar aos valores indicados na tabela (Bajay *et alli,* 2009). Os potenciais de redução encontrados consideram a troca de equipamentos e otimização de processos industrias, através da comparação das melhores tecnologias disponíveis com a média utilizada atualmente.

**Tabela 21: Potenciais técnicos de conservação de energia em setores industriais**

| *Segmentos industriais:* | *Potenciais relativos (%)* | *Potenciais absolutos em 2006 ($10^3$ tep)* |
|---|---|---|
| Alimentos e bebidas | 10 | 2.012,20 |
| Siderurgia | 20 | 3.397,00 |
| Celulose e papel | 9 | 721,44 |
| Indústria química | 21 | 1.546,44 |
| Outras indústrias | 8 | 489,44 |
| Metais não-ferrosos | 11 | 626,34 |
| Indústria cerâmica | 18 | 635,94 |
| Cimento | 19 | 586,53 |
| Indústria extrativa mineral | 6,5 | 195,84 |
| Ferro-ligas | 8,5 | 137,10 |
| Indústria têxtil | 6 | 72,78 |

Fonte: CNI (2009).

Como se pode constatar na Tabela acima, os segmentos com maiores potenciais relativos são, nesta ordem, os seguintes: indústria química – 21%, siderurgia – 20%, cimento – 19%, indústria cerâmica – 18%, metais não-ferrosos – 11%, alimentos e bebidas – 10% e celulose e papel – 9%. Estes potenciais ainda não contabilizam as contribuições de diversas tecnologias estão sendo desenvolvidas, demonstradas e adotadas no setor industrial, portanto os valores podem ser maiores. Tecnologias como “smelt reduction” (utilização de finos de minério de ferro ao invés de aglomerados no processo de redução) e “near net-shape casting” (fundição próxima da especificação final) na indústria de aço; novas membranas de separação; gasificação de licor negro e cogeração avançada, podem melhorar ainda mais a eficiência energética na indústria (Worrel et alli, 2004).

### 5.3.4. Setor de transportes

Em 2003, mundialmente o uso de derivados de petróleo como combustível no setor de transporte chegou a 95% (IEA, 2006). As emissões de $CO_2$ do setor de transportes representaram 21% do total das emissões mundiais em 2005 (IEA, 2008). Isso evidencia a necessidade de desenvolver novas tecnologias que melhorem a utilização desse combustível, melhorando a eficiência de sua queima e redução na emissão de gases enquanto novas tecnologias não se tornem reais.

No Brasil, o setor de transportes consome 50% de todo combustível fóssil consumido no país (BEN, 2008).

Os desafios para se reduzir consideravelmente as emissões no setor são grandes. Tecnologias críticas como células a combustíveis e veículos com armazenamento de energia embarcado (como baterias, ultra-capacitores e armazenamento de hidrogênio) ainda não são maduras tecnologicamente ou economicamente viáveis. Grandes esforços em P&D e introdução em grande escala são necessários para viabilizar essas tecnologias. No entanto, a tendência natural aponta para a introdução cada vez maior de veículos híbridos e/ou elétricos no curto e médio prazos e de veículos a células a combustível no longo prazo.

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

## Veículos de combustão interna a gasolina

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

## Veículos híbridos

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

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

Há diversos ônibus híbridos em demonstração utilizando células a combustível em vários países europeus e o Japão está desenvolvendo um trem híbrido da mesma natureza.

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

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

## Trem Híbrido

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

produção de eletricidade durante as frenagens (frenagem regenerativa), ocorrendo o carregamento das baterias.

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

Trens híbridos existem desde 1986, desenvolvido primeiramente na antiga Tchecoslováquia[29]. No Japão essa tecnologia já existe e está em funcionamento para rotas curtas, próximas de 75 km. Dados estão sendo coletados como, por exemplo, de consumo de combustível para que se possa estudar a viabilidade para rotas longas. O trem japonês Kiha E200, lançado em 2007 e atualmente em uso comercial, reduziu o consumo de diesel em torno de 20%, além de proporcionar 60% de redução nas emissões. Custa cerca de 1,7 milhões de dólares e tem uma capacidade máxima de 117 passageiros. Esse trem possui um motor diesel, motores elétricos e baterias de íons de lítio[30].

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

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

## Células a combustível

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

[29] http://www.jreast.co.jp/e/development/theme/environment/environment01.html, acessado em 14/03/2008.

[30] http://www.greenupandgo.com/cars-transport/japanese-hybrid-train-technology/ acessado em 17/03/2008.

células a combustível do tipo PEM para veículos de passeio é da ordem de US$ 2000/kW (IEA, 2006). Grandes esforços em P&D e demonstração são necessários.

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

O Brasil está apostando na produção de hidrogênio a partir da reforma de etanol, sendo o etanol de cana-de-açúcar um combustível renovável cuja produção é dominada, competitiva e amplamente utilizado no país.

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

O Estado de São Paulo está envolvido, através da EMTU/SP, desde 2006, em um projeto conjunto com o MME, PNUD, GEF e FINEP de desenvolvimento e uso do ônibus brasileiro a hidrogênio para transporte de passageiros. Estão previstos cinco protótipos, sendo que o primeiro entrou em operação em julho de 2009 e os outros quatro entrarão em operação após 2010. O projeto está avaliado em US$ 16 milhões[31].

### Trens magnéticos

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

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

## 6. CRITÉRIOS

As seções anteriores ilustraram a importância da estabilização das emissões de GEE no Brasil, e um resumo das tecnologias maduras e em desenvolvimento mais relevantes para a geração de eletricidade, combustíveis e uso final. Nesta seção procura-se estabelecer critérios para priorizar tecnologias que poderão contribuir pra a redução das emissões oriundas do uso

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

e da produção de energia. O estabelecimento de critérios que procurem priorizar ações de pesquisa e desenvolvimento e inovação para tecnologias de geração de eletricidade e combustíveis ambientalmente amigáveis são importantes para a análise multicritérios.

A análise multi-critério é efetuada apenas para tecnologias de geração de eletricidade e combustíveis, dada a interdependência do sistema energético com a geração de eletricidade e combustíveis.

Para tecnologias de eletricidade, os critérios são focados em geração apenas. É importante ressaltar novamente que tecnologias de uso final e de interface, como transmissão, distribuição, smart grids, materiais, dentre, outras, são dependentes dos resultados encontrados para as tecnologias de geração de eletricidade; estas tecnologias são analisadas de forma qualitativa após o multicritério, e são inseridas dentro do módulo integrador. Por exemplo, tecnologias de smart grids podem ser priorizadas caso a geração distribuída através de fontes renováveis seja priorizada, ou esforços para grandes linhas de transmissão de eletricidade caso a geração hidráulica seja considerada importante.

No caso da análise para combustíveis, toda a cadeia é considerada, devido à complexidade de tratar o setor de transportes de forma isolada; rotas tecnológicas de combustíveis líquidos, gasosos e eletricidade são opções factíveis, fazendo com que esta análise deva ser tratada de forma sistêmica, considerando até mesmo os resultados da geração de eletricidade.

Os critérios escolhidos para avaliar as tecnologias de geração de eletricidade e combustíveis no Brasil foram: emissões, custos, matriz energética futura, perspectiva da implementação comercial da tecnologia, impacto no uso da terra, saúde e segurança pública e a aceitação social.

Os pesos escolhidos para as análises priorizaram as emissões. Os outros pesos foram considerados menores e foram escolhidos pela equipe do projeto; detalhes dos pesos escolhidos nas seções 6.1 e 6.2.

### 6.1.1. Emissões

De acordo com a seção 4, as emissões brasileiras pioram até o ano de 2010, e diminuem um pouco até 2020 e 2030.

Como a matriz energética é mais limpa do que a matriz mundial, principalmente devido a grande utilização de hidrelétricas e etanol, o indicador de emissões marginais pode auxiliar na comparação com os cenários de referência do IPCC, para saber se o Brasil está em sintonia com os esforços de redução das emissões no mundo. Através desse indicador, nota-se que no período até 2010, as emissões marginais do Brasil são piores do que a de qualquer um dos cenários de referância do IPCC, indicando uma trajetória de afastamento do país em relação ao cenário do IPCC. Para o período 2010-2020, a redução das emissões no Brasil são pequenas, menores quando comparadas com os cenários do IPCC. No período 2020-2030, o cenário B1 do Brasil só não é pior do que o A2 ASF, cujas emissões aumentam quando comparado com o período anterior.

Desse modo verificamos um desempenho desfavorável do Brasil em relação a contribuições para emissões no mundo. Por este motivo, o estabelecimento de um peso maior para as emissões na análise multicritério é agressiva (5), visando priorizar tecnologias ambientalmente favoráveis ao meio ambiente.

Para que seja possível classificar os impactos das tecnologias de geração de eletricidade no Brasil, é necessário o estabelecimento de uma referência.

A referência adotada é a emissão específica no ano de 2005 para o Brasil, que era de 1,62 $tCO_2$/tep (EPE, 2007), ou seja, 139 $gCO_2$/kWh. Este valor de 139 $gCO_2$/kWh não considera a análise de ciclo de vida para as tecnologias utilizadas para geração de eletricidade, mas é possível estimar este valor adicional com base no mix de produção de energia no Brasil e em Weisser (2007).

Em 2005, a oferta interna de energia no Brasil era assim distribuída: petróleo e derivados, 37,7%; gás natural, 9,6%; urânio, 1,6%; hidráulica e eletricidade, 14,8%; biomassa, 30,2; e carvão mineral, com 6% (EPE, 2007). Adicionando-se os valores médios das emissões do ciclo de vida baseado em Weisser (2007), a energia hidráulica teria um adicional de 17 $gCO_2$/kWh, o gás natural 95 $gCO_2$/kWh, o carvão 175 $gCO_2$/kWh, e petróleo e derivados de 75 $gCO_2$/kWh (vide tabela 15 da seção 4.8). Realizando-se um a média ponderada para o ano de 2005 no Brasil, acha-se um valor adicional de aproximadamente 50,5 $gCO_2$/kWh considerando-se o ciclo de vida no mix de produção de energia do Brasil em 2005. Com esta análise do ciclo de vida, o valor encontrado para referência é de aproximadamente 190 $gCO_2$/kWh (139

$gCO_2$/kWh mais os 50,5 $gCO_2$/kWh do ciclo de vida). Para os critérios de emissões na geração de eletricidade, valores acima de 190 $gCO_2$/kWh são considerados como impactos negativos, e abaixo, como positivos. A tabela a seguir descreve a avaliação dos impactos, tendo como referência o valor de 190 $gCO_2$/kWh.

**Tabela 22: avaliação dos impactos das emissões para geração de eletricidade**

| Critério (em $gCO_2$/kWh) | Impactos |
|---|---|
| até 15 | 9 |
| de 16 a 50 | 7 |
| de 51 a 100 | 5 |
| de 101 a 189 | 3 |
| 190 | 1 |
| de 191 a 300 | 1/3 |
| de 301 a 400 | 1/5 |
| de 401 a 500 | 1/7 |
| acima de 501 | 1/9 |

### 6.1.2. Custos

A referência considerada para o custo de energia elétrica no Brasil pode ser calculada através do mix de geração de eletricidade no Brasil e os custos correspondentes.

Em 2005, a energia hidráulica foi responsável por aproximadamente 92% da produção de eletricidade, o gás natural 4%, nuclear 3% e carvão 2% (EPE, 2007). MME (2005) dispõe dos custos máximos e mínimos de geração de diversas fontes de eletricidade no Brasil; os valores médios são considerados para a comparação. O mix de custos aproximados para o Brasil, que pode ser considerado como valor de referência, é de US$/MWh 49,00.

A tabela a seguir ilustra os critérios, considerando-se como valor de referência US$/MWh 49,00. O peso considerado para os custos foi 3.

**Tabela 23: avaliação dos impactos dos custos para geração de eletricidade**

| Critério (em US$/kWh) | Impactos |
|---|---|
| até 48 | 3 |
| 49 | 1 |
| de 50 a 120 | 1/3 |
| de 121 a 150 | 1/5 |
| de 151 a 180 | 1/7 |
| acima de 181 | 1/9 |

A tecnologia de seqüestro e armazenamento de carbono é ainda custosa, de 15-75 U$/t$CO_2$ para plantas de carvão e gás natural; por este motivo os valores de fontes que utilizam esta tecnologia foram considerados extremos, já que o gás natural possui em média 190 t$CO_2$/kWh, e o carvão 330 t$CO_2$/kWh (IPCC, 2007).

### 6.1.3. Matriz futura

Para a avaliação da matriz futura de eletricidade, é considerado o PNE 2030, que prevê a evolução da produção de eletricidade proveniente das centrais de serviço público conforme a tabela a seguir.

**Tabela 24: avaliação da matriz futura de eletricidade no Brasil**

| Centrais do serviço público | 2005 | 2030 |
|---|---|---|
| Hidráulicas | 89,5% | 77,4% |
| Térmicas a gás natural | 3,8% | 8,7% |
| Nucleares | 2,7% | 4,9% |
| Térmicas a carvão | 1,7% | 3,0% |
| Cogeração biomassa da cana | 0% | 3,2% |
| Centrais eólicas | 0,2% | 1,0% |
| Témicas resíduos urbanos | 0% | 0,6% |
| Outras centrais térmicas | 2,0% | 1,2% |

Fonte: EPE (2008)

Como critério para a classificação dos impactos, foi considerado que em até 1% o impacto é neutro, de 1% a 5% pouco, de 6% a 10% muito, 11% a 50% bastante, e acima de 51% extremamente. O peso considerado para este critério foi 2.

Tabela 25: avaliação dos impactos da matriz energética futura no Brasil

| Critério (em percentual da matriz em 2030) | Impactos |
|---|---|
| até 1% | 1 |
| de 1% a 5% | 3 |
| de 6% a 10% | 5 |
| de 11 a 50% | 7 |
| acima de 51% | 9 |

### 6.1.4. Expectativa de Implementação comercial da tecnologia

Para expectativa de implementação comercial da tecnologia, foram considerados os critérios de acordo com a tabela a seguir. O peso considerado para este critério foi 1.

**Tabela 26: avaliação dos impactos do grau de implementação comercial da tecnologia**

| Critério | Impactos |
|---|---|
| Implementação comercial | 1 |
| Implementação comercial até 2020 | 1/3 |
| Implementação comercial até 2030 | 1/5 |
| Implementação comercial após 2030 | 1/7 |

### 6.1.5. Uso da terra, Saúde e segurança pública, e aceitação social

Para estes três critérios, foi considerada a tabela padrão de impactos, conforme tabela a seguir. Os pesos considerados para o uso da terra, saúde e segurança pública, e aceitação social foram respectivamente 1, 3, e 2.

**Tabela 27: avaliação dos impactos para o uso da terra, saúde e segurança pública, e aceitação social**

| Critério | Impactos |
|---|---|
| Extremamente positivo | 9 |
| Bastante positivo | 7 |
| Muito positivo | 5 |
| Pouco positivo | 3 |
| Neutro | 1 |
| Pouco negativo | 1/3 |
| Muito negativo | 1/5 |
| Bastante negativo | 1/7 |
| Extremamente negativo | 1/9 |

## 6.2. Combustíveis e calor

### 6.2.1. Emissões

Assim como a subseção o estabelecimento de um peso maior para as emissões na análise multicritério é agressiva (5), visando priorizar tecnologias ambientalmente favoráveis ao meio ambiente.

O valor de referência para a avaliação das emissões das tecnologias de combustíveis e calor é o mesmo utilizado para a geração de eletricidade, que é o mix de emissões do Brasil em 2005, que considera a avaliação do ciclo de vida no país, cujo valor encontrado é de 190 $gCO_2$/kWh, ou aproximadamente 16 $gCO_2$/MJ.

Os valores das emissões decorrentes da combustão dos combustíveis são baseados em dados de IPCC (2007) e IEA (2003), conforme valores da tabela a seguir.

**Tabela 28: avaliação dos impactos das emissões para combustíveis**

| Critério (em $gCO_2/MJ$) | Impactos |
|---|---|
| Abaixo de 1 | 9 |
| de 1 a 5 | 7 |
| de 6 a 10 | 5 |
| de 11 a 15 | 3 |
| 16 | 1 |
| de 17 a 40 | 1/3 |
| de 41 a 60 | 1/5 |
| de 61 a 90 | 1/7 |
| Acima de 91 | 1/9 |

### 6.2.2. Custos

O estabelecimento de custos dos combustíveis no Brasil, de acordo com as tecnologias futuras, é de difícil obtenção. Neste caso, é possível ponderar qualitativamente estes custos, tendo como referência os valores aproximados dos custos dos derivados de petróleo produzidos através de tecnologias tradicionais. A tabela a seguir ilustra o custo relativo com relação aos derivados. O peso considerado para este critério foi 3.

A tabela de impactos considerada segue o padrão da tabela base, conforme tabela a seguir.

**Tabela 29: avaliação dos impactos dos custos para combustíveis**

| Custo dos combustíveis e produção de calor | Impactos |
|---|---|
| Extremamente menor | 9 |
| Bastante menor | 7 |
| Muito menor | 5 |
| Pouco menor | 3 |
| Neutro | 1 |
| Pouco maior | 1/3 |
| Muito maior | 1/5 |
| Bastante maior | 1/7 |
| Extremamente maior | 1/9 |

### 6.2.3. Matriz Futura, implementação comercial, Saúde e segurança pública e aceitação social

Para Matriz Futura, implementação comercial, Saúde e segurança pública e aceitação social, são utilizados os mesmos critérios e pesos da seção 6.1 (geração de eletricidade).

# 7. ANÁLISE MULTICRITÉRIO: RESULTADOS

## 7.1. Tecnologias de geração de eletricidade

A tabela a seguir ilustra as tecnologias de geração de eletricidade e suas respectivas valorações. Os pesos adotados para os critérios buscaram enfatizar a necessidade de adoção de tecnologias ambientalmente amigáveis para o Brasil, provendo o maior peso para as emissões associadas. Os valores foram retirados da seção 5.

Tabela 30: valoração dos critérios para tecnologias de geração de eletricidade

| Geração de Eletricidade | Emissões (5) | Custo (3) | Matriz Futura (2) | Expectativa de implementação comercial da tecnologia (1) | Uso da terra (1) | Saúde e segurança pública (3) | Aceitação Social (2) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado | 0,20 | 0,33 | 5,00 | 1,00 | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| Tecnologias de geração de eletricidade via Carvão Pulverizado | 0,11 | 0,20 | 3,00 | 1,00 | 0,33 | 0,20 | 0,14 |
| Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC) | 0,11 | 0,20 | 3,00 | 1,00 | 0,33 | 0,33 | 0,20 |
| Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC) com Sequestro e armazenamento de carbono | 3,00 | 0,14 | 3,00 | 0,14 | 0,33 | 0,33 | 0,20 |
| Fissão Nuclear (gerações III e IV) | 9,00 | 0,33 | 3,00 | 0,33 | 0,33 | 0,11 | 0,11 |
| Geração Hidraúlica | 7,00 | 3,00 | 9,00 | 1,00 | 0,11 | 1,00 | 0,20 |
| Biomassa: gasificação com ciclo combinado | 3,00 | 0,11 | 3,00 | 0,33 | 1,00 | 5,00 | 5,00 |
| Energia solar térmica de alta temperatura | 3,00 | 0,11 | 1,00 | 0,33 | 0,33 | 5,00 | 5,00 |
| Energia solar fotovoltaica | 5,00 | 0,11 | 1,00 | 0,33 | 0,33 | 5,00 | 5,00 |
| Energia eólica | 7,00 | 0,11 | 1,00 | 1,00 | 0,33 | 5,00 | 5,00 |

Os resultados da simulação são ilustrados abaixo, e graficamente na figura a seguir.

1. Geração Hidraúlica;

2. Energia eólica;

3. Fissão Nuclear (gerações III e IV);

4. Biomassa: gasificação com ciclo combinado;

5. Energia solar fotovoltaica;

6. Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado;

7. Energia solar térmica de alta temperatura;

8. Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC) com Sequestro e armazenamento de carbono;

9. Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC);

10. Tecnologias de geração de eletricidade via Carvão Pulverizado;

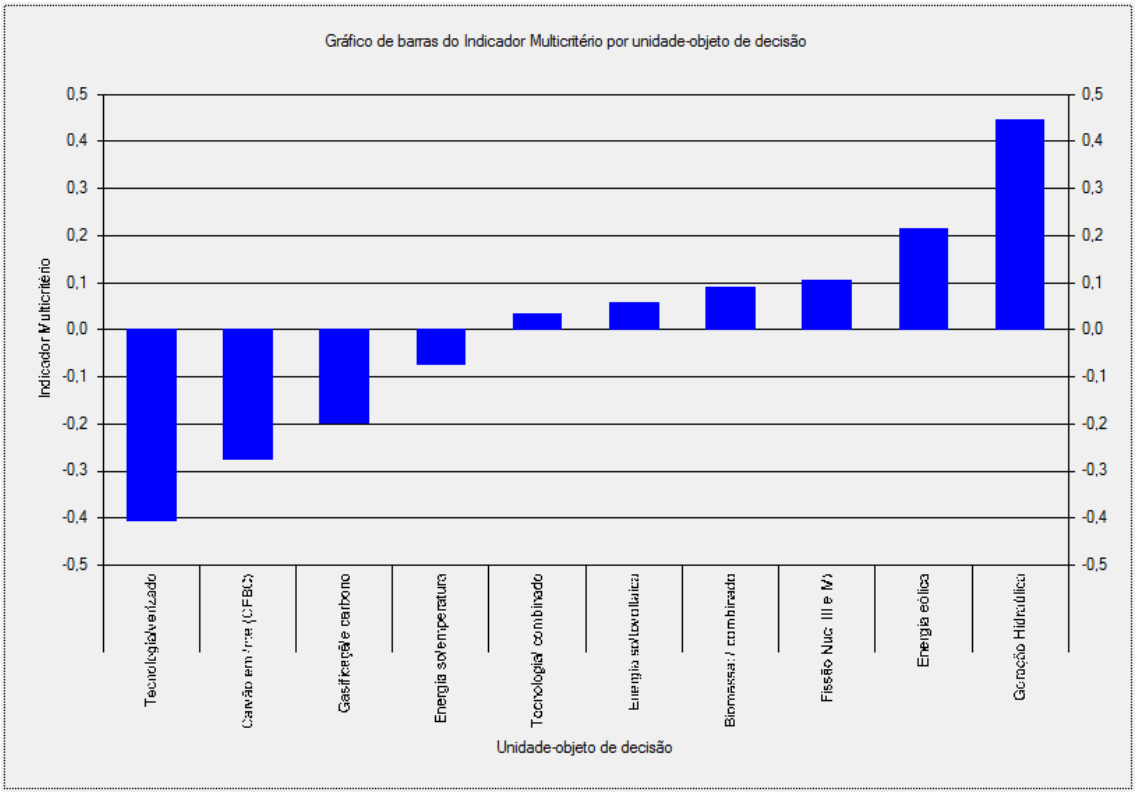



**Figura 38: Priorização das tecnologias de geração de eletricidade**

## 7.2. Tecnologias de combustíveis e calor

A tabela a seguir ilustra as tecnologias de combustíveis e calor e suas respectivas valorações. Os pesos adotados para os critérios buscaram enfatizar a necessidade de adoção de tecnologias ambientalmente amigáveis para o Brasil, provendo o maior peso para as emissões associadas. Os valores foram retirados da seção 5.

**Tabela 31: valoração dos critérios para tecnologias de combustíveis e calor**

| Combustíveis e calor | Emissoes (5) | Custo (3) | Matriz Futura (2) | Grau dificuldade de penetração da tecnologia (1) | Uso da terra (1) | Saúde e segurança pública (3) | Aceitação Social (2) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Refinaria do futuro | 0,14 | 1,00 | 7,00 | 0,33 | 0,33 | 0,20 | 0,20 |
| *Gas-to-liquid* (GTL) | 0,14 | 0,14 | 7,00 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| Gás Natural Liquefeito (GNL) | 0,20 | 0,33 | 5,00 | 1,00 | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração) | 5,00 | 0,20 | 7,00 | 0,33 | 0,11 | 5,00 | 5,00 |
| Energia solar térmica de baixa temperatura | 9,00 | 3,00 | 1,00 | 1,00 | 0,33 | 7,00 | 7,00 |

Os resultados da simulação são ilustrados abaixo, e graficamente na figura a seguir.

1. Energia solar térmica de baixa temperatura

2. Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração)

3. Gás Natural Liquefeito (GNL)

4. Refinaria do futuro

5. Gas-to-liquid (GTL)

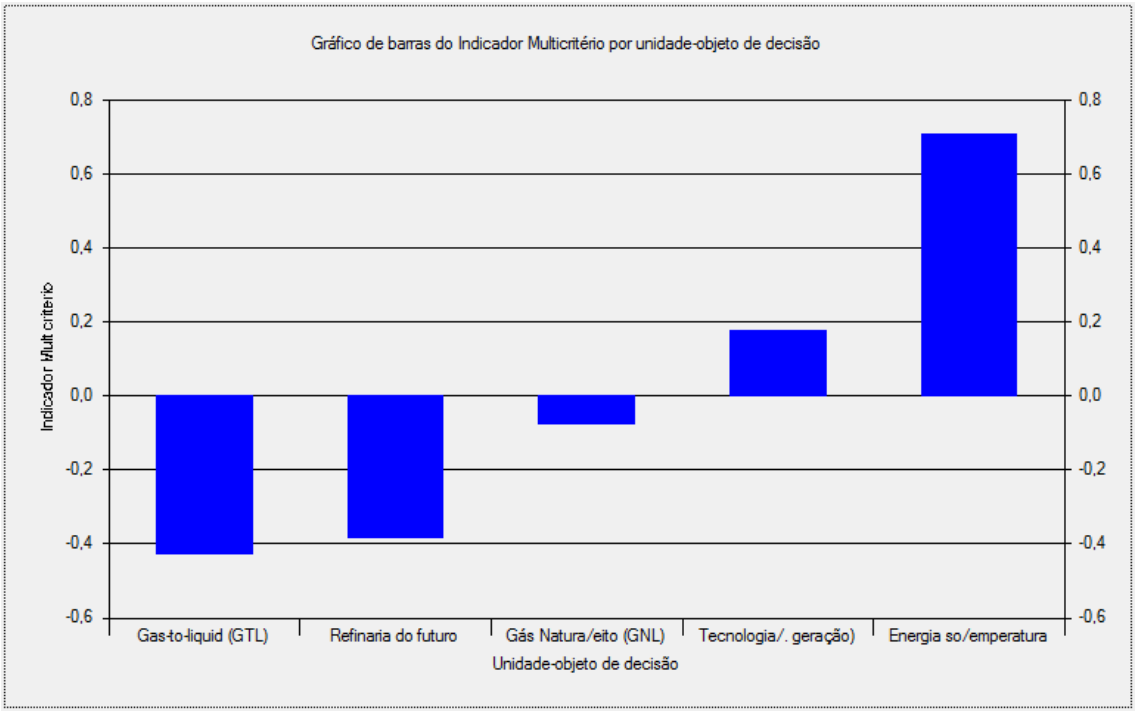



**Figura 39: Priorização das tecnologias de combustíveis e calor**

## 8. MÓDULO DE INTEGRAÇÃO E RECOMENDAÇÕES

Através do módulo de integração, procura-se representar as tecnologias de acordo com sua pontuação com relação aos parâmetros da matriz de desafios. O módulo de integração é uma representação esquemática de todo o sistema energético.

A figura 40 ilustra o módulo integrador para todo o sistema energético, considerando-se a análise multicritério para geração de eletricidade, combustíveis, transporte e usos finais associados. Os símbolos do módulo são para diferenciar tecnologias de alta e baixa relevância. Tecnologias de geração de eletricidade e combustíveis cujo indicador multicritério era positivo, são considerados de alta relevância, quando negativos, são de baixa relevância. As outras tecnologias são dependentes dos resultados e são analisadas de forma qualitativa, visando prover uma visão sistêmica da indústria de energia.

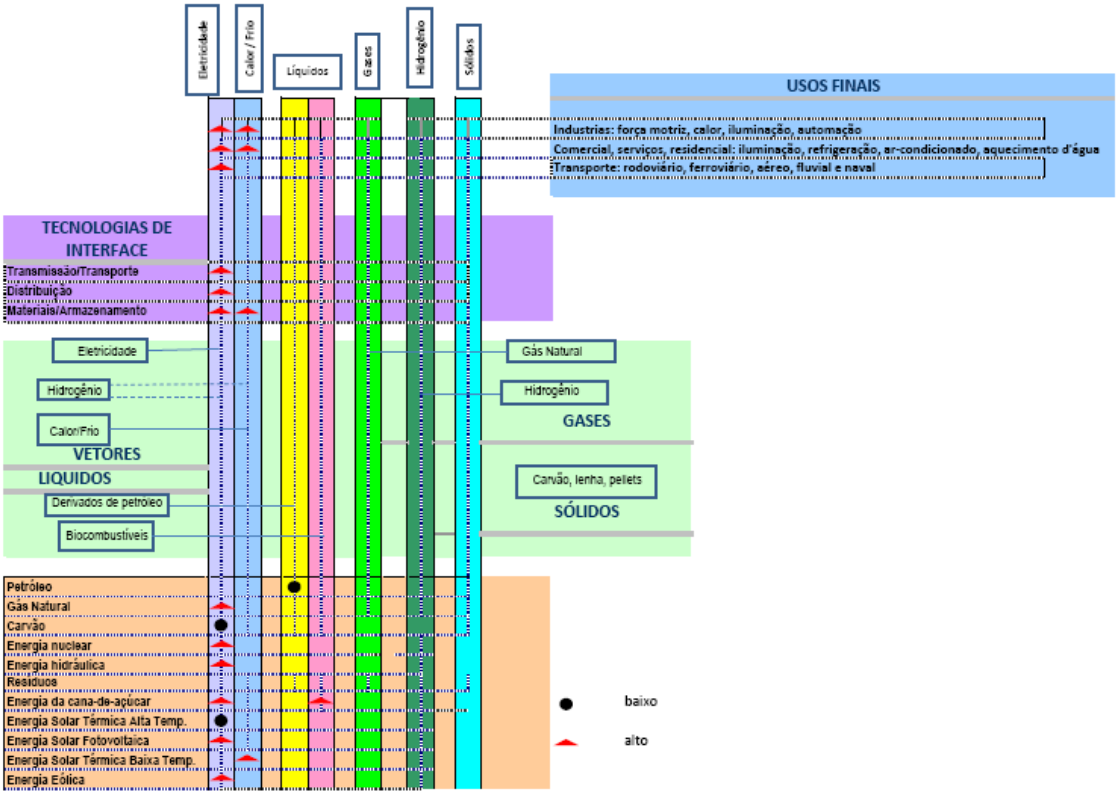



**Figura 40: Módulo de integração (relevância das tecnologias em relação aos critérios da matriz de desafios)**

A eficiência energética, conforme ilustrado na seção 4.3, é considerada relevante em todas as situações.

A geração hidráulica, apesar dos problemas com relação ao uso da terra e água, ainda é a que melhor se apresenta no contexto brasileiro para o horizonte de 20 anos. Esta fonte é amplamente utilizada no Brasil, e ainda há grande potencial no país, mesmo que em áreas de mais difícil acesso. Os custos de geração desta tecnologia são baixos, e a emissão no ciclo de vida é uma das menores quando comparada com outras fontes de geração. No entanto, para atender as condicionantes socioambientais cada vez mais imprescindíveis e cobradas pela sociedade, dado que grande parte do potencial disponível se encontra na região amazônica, devem ser adotadas soluções adequadas nesse sentido. As distâncias cada vez maiores para transmissão da eletricidade gerada requerem novas soluções tecnológicas que reduzam as perdas por T&D, otimizando o uso dos recursos e reduzindo impactos.

A energia eólica aparece em segundo lugar, mostrando a importância desta fonte renovável, cuja viabilidade econômica e emissões são interessantes em áreas com potencial eólico. A intermitência na geração desta fonte pode ser complementada através da energia hidrelétrica, à gás natural ou nuclear, como também através de sistemas de armazenamento (usina hidrelétrica de armazenamento bombeado, ar-comprimido, hidrogênio).

A energia através da fissão nuclear aparece em terceiro lugar, já que suas emissões no ciclo de vida são ínfimas, e as novas gerações III+ e IV avançam em questões como reaproveitamento de combustível, segurança da instalação e gestão de dejetos. As reservas do Brasil de urânio, a capacidade de processamento deste combustível no país reforçam ainda mais esta fonte de geração, ainda que a aceitação social e os possíveis problemas de saúde e segurança pública sejam temas controversos.

Em quatro lugar ficou a gaseificação de biomassa integrada com ciclo combinado, tecnologia com grande potencial de geração de eletricidade excedente a partir de resíduos da cana-de-açúcar ou de outras culturas. Para a mesma área de cultivo, a geração de eletricidade excedente mais do que duplica se comparada com as tecnologias atualmente empregadas no setor.

Em quinto lugar aparece a energia solar fotovoltaica, cujo alto custo de geração desta tecnologia é ainda um entrave. Contudo, dado o grande potencial de irradiação solar do país e às baixas emissões relacionadas, é uma fonte que possui grande potencial para ser utilizada em sistemas conectados à rede no Brasil, a exemplo da Alemanha, Espanha, EUA e Japão, cujo destaque do crescimento vertiginoso dessa aplicação deve-se às políticas públicas de incentivo implantadas. Também é uma tecnologia importante para se atingir a universalização do acesso à energia no país em sistemas autônomos ou associada a outras fontes para o fornecimento em mini-redes.

Em sexto lugar, aparece a última tecnologia com indicador multicritério positivo, que é a geração à gás natural em ciclo combinado. Quando comparado aos derivados de petróleo e carvão, esta fonte é a menos poluidora. O potencial das reservas do Brasil favorecem ainda mais a utilização desta fonte de energia firme, que pode ser localizada próxima do centro de carga. No futuro, caso as tecnologias de captura e armazenamento de carbono sejam viáveis, é possível incentivar ainda mais a geração através desta fonte.

Os resultados das tecnologias de eletricidade ilustram a importância de se investir em redes inteligentes (“smart grids”), transmissão, armazenamento e materiais, já que as tecnologias de Geração Hidraúlica, Energia eólica, Fissão Nuclear (gerações III e IV), Biomassa: gasificação com ciclo combinado, Energia solar fotovoltaica, e Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado obtiveram o indicador multicritério positivo, possuindo alta relevância dentro do módulo integrador.

As redes inteligentes (“Smart Grids”), que no módulo integrador está representada na distribuição de eletricidade, buscam incorporar ao tradicional sistema elétrico tecnologias de informação digital, sensoriamento, monitoramento e telecomunicações para um melhor desempenho da rede, bem como maior controle da gestão pelo lado do consumidor. O gerenciamento das redes inteligentes podem ser executados por controle digital, análise dos problemas em tempo real e chaves automatizadas. Essas tecnologias possibilitarão os equipamentos da rede tomar decisões e resolver os problemas, cujas soluções estarão

previamente programadas. O gerenciamento do uso final de energia e a operação mais econômica da rede possibilitam uma economia no horário de ponta e conseqüente redução de investimentos no crescimento do sistema elétrico. A rede inteligente utiliza várias tecnologias que podem ser instaladas na rede de transmissão e distribuição à medida que as exigências dos consumidores ou regulatórias direcionem para necessidades de melhor qualidade de energia e maior confiabilidade do sistema elétrico. Essas tecnologias podem ser mais sofisticadas na medida em que vai se agregando sistemas de controle digitais e seus custos geometricamente agregados. Desta forma, acrescenta-se a importância de pesquisas nas áreas de sensoriamento e automação.

Como a geração através da fissão nuclear e gás natural em ciclo combinado foram consideradas relevantes, o desenvolvimento de materiais mais resistentes, mais leves, que suportem temperaturas e pressões elevadas, e que sejam mais resistentes à fadiga, abrasão e corrosão são importantes, para possibilitar o aumento da eficiência energética do ciclo.

As tecnologias de geração hidráulica, centrais nucleares e a gás natural, como foram bem ranqueadas, também favorecem o desenvolvimento de tecnologias de transmissão de eletricidade, como supercondutores e tecnologias do tipo FACTS (Flexible AC Transmission Systems); maiores detalhes em CGEE (2008).

O armazenamento de energia também pode ser considerado uma tecnologia transversal de alta relevância. Diversos tipos de baterias, como a de lítio, por exemplo, podem representar uma revolução nos transportes nos próximos anos. Diversas empresas automotivas já vêm desenvolvendo carros com baterias de maior autonomia, menor tempo de recarga e de baixo custo, e pretendem lançar no mercado nos próximos anos; a Chrysler, por exemplo, lançará um modelo em 2010 com bateria de lítio de 300 km de autonomia com recarga de 2 horas. O desafio é conseguir uma matriz de geração de eletricidade limpa. O abastecimento pode ser efetuado em praticamente qualquer ponto de tomada (em casa, por exemplo). Outro exemplo de sistema de armazenamento são os super capacitores e tecnologias do tipo flywheel (maiores detalhes em CGEE, 2008).

Neste sentido, esforços em pesquisa e desenvolvimento e implementação comercial de tecnologias hidráulica, eólica, nuclear, gasificação de biomassa, fotovoltaica e a gás natural deveriam ser priorizados no Brasil. Outra linha de pesquisa que deveria ser incentivada é a captura e armazenamento de carbono, que não foi analisada isoladamente na análise multicritério, mas pode ser considerada uma importante tecnologia de interface na geração através de derivados de petróleo, carvão, gás natural e biomassa.

No caso de tecnologias combustíveis, toda a cadeia foi considerada na análise multicritérios, dada a complexa inter-relação entre diferentes elos da cadeia de combustíveis e eletricidade. O transporte, por exemplo, caso a matriz de geração elétrica seja limpa, é

interessante incentivar carros elétricos; tecnologias de segunda geração de etanol também refletiriam nos transportes.

De acordo com a análise realizada, maior prioridade deveria ser dada em Energia solar térmica de baixa temperatura e novas tecnologias para produção de etanol (2a. geração).

A tecnologia solar térmica de baixa temperatura ficou em primeiro lugar, devido aos impactos positivos ao meio ambiente, ao estágio maduro no qual se encontra e à viabilidade econômica de implantação frente aos chuveiros elétricos.

As novas tecnologias para produção de etanol (2a. geração) vêm em segundo lugar ao possibilitar aumentar a produtividade da produção de etanol para a mesma área plantada (ou tonelada de cana colhida). Atividades de P&D e demonstração são ainda necessárias para viabilizar a tecnologia no país, conforme é apresentado em estudo aprofundado (NIPE, 2007).

Os resultados encontrados estão coerentes com as recomendações de IEA (2008), que sugerem investimentos no desenvolvimento tecnológico em eficiência energética, fontes renováveis e energia nuclear, para que seja possível atingir o cenário BLUE map.

Elaborar uma agenda de pesquisa e desenvolvimento e inovação de tecnologias que possam penetrar na matriz energética nacional nos próximos 20 anos é um grande desafio para os tomadores de decisão do Brasil. Os relatórios do IPCC, IEA, e DOE urgem a necessidade de se tomar ações hoje, para que a concentração de GEE na atmosfera atinja níveis aceitáveis para a população mundial até o ano de 2100. No Brasil, os últimos leilões de energia nova e o PNE 2030 mostram que o país está indo na contramão da expansão de sua matriz energética quando comparado com quaisquer dos cenários adotados pelo relatório de emissões do IPCC para o mundo, mesmo os mais pessimistas. As tecnologias apontadas no presente estudo auxiliariam neste processo, considerando também aspectos econômicos e sociais das tecnologias selecionadas.

## 8.1. Recomendações de políticas públicas e estratégias para disseminação de tecnologias para mitigação das mudanças climáticas

Tem havido no país uma preocupação com o uso de fontes renováveis, o uso eficiente de energia e durante os últimos 30 anos diversas iniciativas têm sido realizadas pelo setor público. No entanto, essas iniciativas ainda não configuraram uma ação coordenada, sistemática e contínua ao longo de um período de tempo, com investimentos programados e metas físicas integradas ao planejamento do setor elétrico e conseqüentemente à política energética nacional. Esses são ingredientes necessários para caracterizar uma política de fontes renováveis de energia e eficiência energética nacional[32,33].

[32] Para o caso da eficiência energética, o PNE 2030 e planos anteriores sempre apresentaram estimativas de conservação de energia nas suas projeções, no entanto, grande parte desse potencial de

### 8.1.1. O Plano Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC)

#### Eficiência energética

1) Necessidade de etiquetagem e padrões voluntários[34] (e padrões mandatórios mínimos de eficiência energética) para indicar o consumo de energia (e emissões): O PNMC é mais explícito no que se refere a veículos automotores, edifícios comerciais e públicos, mas as considerações feitas se aplicam aos demais equipamentos que consomem energia (eletricidade ou não) e basicamente se apóiam nos mesmos instrumentos legais, podendo no entanto ter diferenças no que se refere a programas de financiamento e agentes institucionais (por ex. no caso de veículos, é necessário congregar a ANFAFEA, o CONPET, o INMETRO, além do MME e o CGIEE).

2) Decretos de Compras Públicas Eficientes: através desse procedimento o setor público poderia realizar licitações de produtos e serviços segundo determinados padrões, onde eficiência energética poderia ser um deles.

Plano Estratégico de Eficiência Energética: o PNMC menciona a oportunidade desse plano, indicando a possibilidade de uma economia de 10% em 2030 (106 TWh).

#### Fontes renováveis de energia

1) Expansão da geração hidrelétrica: o PNMC dá continuidade à estratégia do país de manter o papel relevante da hidreletricidade na expansão do parque gerador nacional. Grande parte da expansão do parque hidrelétrico dar-se-á na região amazônica, alvo de grande disputa de interesses (ambientais, sociais, econômicos, políticos), mesmo embora conste a incorporação de critérios socioambientais dentro de uma gestão integrada de recursos. O PNMC aponta que os principais empreendimentos previstos na região Norte evitariam a emissão de 183 milhões de $tCO_2e$ na substituição de combustíveis fósseis por termelétricas, sendo importante lembrar que se assumiu que essas hidrelétricas situadas na região amazônica não emitem GEE.

2) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA: o PNMC elenca o programa de 2004 como uma das atividades de mitigação, sendo considerado uma atividade adicional para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto. A primeira fase do programa foi concluída, apesar de uma parte dos empreendimentos contratados não terem ainda entrado em operação até a data limite de 30 de dezembro de 2008. A segunda fase do programa está atualmente parada, apesar de que ela seria, de fato, a estratégia de longo prazo de inserção na matriz de

---

economias tem sido atribuída principalmente ao mercado e praticamente pouca atenção tem sido dada ao planejamento da demanda e, por conseguinte não existem informações detalhadas sobre investimentos, programas e metas físicas para conservação de energia.

[33] Após a crise de energia ocorrida em 2001/2002 foi aprovada a Lei 10.295/2001, chamada de Lei de Eficiência Energética, que trata exclusivamente da questão de padrões mínimos de eficiência energética para equipamentos e edifícios.

[34] Não são mencionados explicitamente padrões mandatórios mínimos de eficiência energética, que são também possíveis e permitidos a partir da Lei 10.295/2001.

geração de eletricidade da energia da biomassa, eólica e das pequenas centrais hidrelétricas no país[35]. Por enquanto ainda não há um planejamento de longo prazo para fontes renováveis. O PNMC prevê uma redução anual de 2,8 milhões de toneladas de $CO_2$ para os empreendimentos da primeira fase do programa.

3) Leilões de Compra de Energia Provenientes de Fontes Alternativas: dar continuidade aos leilões de compra e venda de eletricidade proveniente de fontes renováveis alternativas para expandir a sua inserção na matriz energética.

4) Programa Luz para Todos (LpT): programa federal com meta de universalização do acesso à eletricidade em 2010. Há diversas comunidades isoladas, principalmente na região amazônica, que precisam de alternativas à extensão da rede para ter o acesso à eletricidade. O uso de fontes renováveis associadas a mini-redes é uma das soluções vislumbradas pela coordenação do LpT e projetos-piloto nesse sentido estão sendo elaborados no MME. Esses sistemas irão deslocar o uso de diesel nos motogeradores e, consequentemente, reduzir as emissões associadas de GEE.

5) Expansão da Energia Solar Fotovoltaica: o MME criou um grupo de trabalho para elaborar estudos para subsidiar a definição de proposta de política de utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Apesar desse esforço, a energia solar fotovoltaica não foi considerada no Plano Nacional de Energia 2030.

6) Utilização de Resíduos Urbanos para Fins Energéticos: o governo brasileiro está elaborando um programa para o aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos (RSU) seguindo as diretrizes para a sua gestão conforme a Política Nacional de Saneamento Básico. O aproveitamento de RSU para fins energéticos é contemplado no PNE 2030.

7) Biocombustíveis: o país continuará explorando o papel relevante dos biocombustíveis como alternativa aos combustíveis fósseis. E aumentar a sua participação no mercado internacional. O uso dos biocombustíveis de acordo com o Plano Decenal de Expansão 2008-2017 estima que no período de 10 anos de projeção, serão evitados 570 milhões de toneladas de $CO_2$. De acordo com o PNMC, outras ações em fase de concepção, como a certificação e etiquetagem de biocombustíveis e o uso de resíduos de madeira para fins energéticos.

[35] A segunda fase do PROINFA previa que 15% do acréscimo anual do consumo de energia elétrica deveria ser atendido por fontes alternativas renováveis de energia de maneira que, em um horizonte de vinte anos, tais fontes representassem 10% do consumo de eletricidade do país.

# 9. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A presente seção efetua uma análise de sensibilidade para avaliar a robustez dos resultados encontrados. Nas duas simulações realizadas, o enfoque nas emissões é mantido com peso 5, mas são considerados dois enfoques adicionais, um de mercado e outro social. No enfoque de mercado, os critérios de custos, matriz energética futura e expectativa de implementação comercial possuem peso 5, e o restante peso 1. No enfoque social, os pesos da aceitação social, uso da terra e saúde e segurança pública são 5, e o restante com peso 1. A idéia é criar dois cenários alternativos para a comparação com o exercício realizado no projeto, uma considerando um mundo com maior enfoque econômico-ambiental, e outro com enfoque sócio-ambiental. Os resultados dos três ranqueamentos são expressos nas tabelas 32 e 33.

Em ambas as tabelas, as células pintadas de azul aparecem quando o indicador multicritério possui valores maiores ou igual a 0 (zero), e em cinza, quando forem negativos.

As únicas tecnologias de geração de eletricidade que apresentaram indicadores multicritério positivos em todas as análises foram a gasificação de biomassa em ciclo combinado e a energia eólica. Tecnologias de geração hidráulica possuem também excelentes resultados na análise de robustez, exceto no enfoque sócio-ambiental, ainda que esteja bem próxima da zona de multicritério positiva.

**Tabela 32: análise de robustez das tecnologias de geração de eletricidade**

| | Pesos considerados no projeto | Enfoque econômico-ambiental | Enfoque sócio-ambiental |
|---|---|---|---|
| Ranking | Emissões (5), custos (3) , matriz energética futura (2), perspectiva da implementação comercial da tecnologia (1), impacto no uso da terra (1), saúde e segurança pública (3) e aceitação social (2) | Emissões (5), custos (5) , matriz energética futura (5), perspectiva da implementação comercial da tecnologia (5), impacto no uso da terra (1), saúde e segurança pública (1) e aceitação social (1) | Emissões (5), custos (1) , matriz energética futura (1), perspectiva da implementação comercial da tecnologia (1), impacto no uso da terra (5), saúde e segurança pública (5) e aceitação social (5) |
| 1 | Geração Hidraúlica; | Geração Hidraúlica; | Biomassa: gasificação com ciclo combinado; |
| 2 | Energia eólica; | Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado; | Energia eólica; |
| 3 | Fissão Nuclear (gerações III e IV); | Fissão Nuclear (gerações III e IV); | Energia solar fotovoltaica; |
| 4 | Biomassa: gasificação com ciclo combinado; | Energia eólica; | Energia solar térmica de alta temperatura; |
| 5 | Energia solar fotovoltaica; | Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC); | Geração Hidraúlica; |
| 6 | Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado; | Tecnologias de geração de eletricidade via Carvão Pulverizado; | Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado; |
| 7 | Energia solar térmica de alta temperatura; | Biomassa: gasificação com ciclo combinado; | Fissão Nuclear (gerações III e IV); |
| 8 | Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC) com Sequestro e armazenamento de carbono; | Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC) com Sequestro e armazenamento de carbono; | Gasificação integrada em ciclo combinado de carvão (IGCC) com Sequestro e armazenamento de carbono; |
| 9 | Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC); | Energia solar fotovoltaica; | Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico Circulante (CFBC); |
| 10 | Tecnologias de geração de eletricidade via Carvão Pulverizado; | Energia solar térmica de alta temperatura; | Tecnologias de geração de eletricidade via Carvão Pulverizado; |

No caso dos combustíveis, nem todas as tecnologias foram contempladas devido à complexidade na obtenção de dados confiáveis para alguns critérios. As tecnologias de energia solar a baixa temperatura e tecnologias para produção de etanol de 2ª geração obtiveram resultados do indicador multicritério sempre maior ou igual a zero, ressaltando sua importância para o desenvolvimento nacional.

**Tabela 33: análise de robustez para tecnologias de combustíveis**

| | Pesos considerados no projeto | Enfoque econômico-ambiental | Enfoque sócio-ambiental |
|---|---|---|---|
| Ranking | Emissões (5), custos (3) , matriz energética futura (2), perspectiva da implementação comercial da tecnologia (1), impacto no uso da terra (1), saúde e segurança pública (3) e aceitação social (2) | Emissões (5), custos (5) , matriz energética futura (5), perspectiva da implementação comercial da tecnologia (5), impacto no uso da terra (1), saúde e segurança pública (1) e aceitação social (1) | Emissões (5), custos (1) , matriz energética futura (1), perspectiva da implementação comercial da tecnologia (1), impacto no uso da terra (5), saúde e segurança pública (5) e aceitação social (5) |
| 1 | Energia solar térmica de baixa temperatura | Energia solar térmica de baixa temperatura | Energia solar térmica de baixa temperatura |
| 2 | Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração) | Gás Natural Liquefeito (GNL) | Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração) |
| 3 | Gás Natural Liquefeito (GNL) | Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração) | Gás Natural Liquefeito (GNL) |
| 4 | Refinaria do futuro | Refinaria do futuro | Gas-to-liquid (GTL) |
| 5 | Gas-to-liquid (GTL) | Gas-to-liquid (GTL) | Refinaria do futuro |

# 10. CONCLUSÕES

O desafio da compatibilização do crescimento econômico com a mitigação de GEE possui grandes desafios técnico-econômicos e sociais no sistema energético. A ação do homem na mudança do clima vem sendo evidenciada através de pesquisas científicas e compiladas em diversos relatórios, como o 3th e 4th *assessment reports* do IPCC, o relatório Stern, dentre outros.

De acordo com o 4th *assessment* do IPCC, a estabilização da concentração de GEE na atmosfera em níveis aceitáveis para a saúde e segurança pública requer ações imediatas, dado o longo tempo que as moléculas de carbono agem na atmosfera (aproximadamente 100 anos). O aumento da temperatura média global considerado aceitável pelo relatório é de 2 °C. São necessárias ações coordenadas em nível global para que este nível de estabilização seja alcançado até o final desta década.

Ainda que o Brasil possua uma matriz energética relativamente “limpa”, dada a grande participação relativa da hidroeletricidade e do etanol, o planejamento da expansão da geração de energia elétrica para os próximos 10 anos (PDE 2008-2017) está se distanciando do planejamento de longo prazo (PNE 2030) e dos esforços globais, de acordo com os dados do PNE 2030 e do Plano Decenal de Expansão 2008-2017.

O presente relatório buscou identificar tecnologias de energia que possuem menor impacto nas emissões de GEE, visando priorizar seu uso e desenvolvimento. Alguns critérios foram elaborados para priorizar tecnologias de baixas emissões, baixos impactos sociais, e que estão em fase avançada de P&D ou implementação comercial.

O módulo integrador (figura 40) buscou sintetizar a importância do desenvolvimento e priorização de certas tecnologias de energia, que possam ser incorporadas no curto prazo na matriz energética nacional para que o país possa contribuir com a estabilização dos níveis de emissões globais.

Para as tecnologias de geração de eletricidade, foram recomendadas, em ordem decrescente de priorização: 1) Geração hidráulica; 2) Energia eólica; 3) Fissão Nuclear (gerações III e IV); 4) Biomassa: gasificação com ciclo combinado; 5) Energia solar fotovoltaica; e 6) Tecnologia de geração de eletricidade via gás natural em ciclo combinado. Através deste resultado, foi possível priorizar tecnologias da cadeia energética, como os *smart grids*, tecnologias de armazenamento, materiais, tecnologias de transmissão e transporte.

Para a cadeia de combustíveis, foram priorizadas, em ordem decrescente, as tecnologias: 1) Energia solar térmica de baixa temperatura; e 2) Tecnologias novas para produção de etanol (2a. geração).

A seção 9 ilustra a análise de sensibilidade para avaliar a robustez dos resultados encontrados, primeiramente dando enfoque econômico-ambiental, e depois sócio-ambiental. As tecnologias de geração de eletricidade de gasificação de biomassa em ciclo combinado, energia eólica e geração hidráulica possuem bons resultados na análise de robustez. No caso da cadeia de combustíveis, destacam-se as mesmas tecnologias de energia solar a baixa temperatura e tecnologias para produção de etanol de 2ª geração.

Além das tecnologias listadas, ações de eficiência energética, que permeiam praticamente toda a cadeia energética, são consideradas prioritárias e são evidenciadas nos relatórios do IPCC e IEA (2008), dentre outros.

O desafio das mudanças climáticas é global. Neste contexto, problemas emergem na questão de transferência de tecnologias entre os países desenvolvidos, em desenvolvimento e subdesenvolvidos, o que dificulta uma ação mais coordenada no âmbito global. Este problema deve ser equacionado e minimizado para que seja possível um esforço global conjunto visando o limite de aumento de temperatura média global no patamar considerado aceitável.

## 11. REFERÊNCIAS


ALSEMA, E.A.; WILD-SCHOLTEN, M.J. Reduction of Environmental Impacts in Crystalline Silicon Photovoltaic Technology: An Analysis of Driving Forces and Opportunities. In: European Materials Research Society Fall Meeting, 2007, Warsaw. Anais… [s.l]: MRS, 2007. Disponível em: http://www.ipcrystalclear.info/Paginas/Publications/Workshops%20and%20conferences.aspx. Acesso em: 3/10/2008.

ALSEMA, E.A.; WILD-SCHOLTEN, M.J.; FTHENAKIS, V.M. Environmental impacts of PV electricity generation - a critical comparison of energy supply options. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 21, 2006, Dresden. Anais… [s.l]: European Union, 2006.

ANEEL 2009 Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3ª edição. Brasília. 2009

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

ARTI - Air-Conditioning and Refrigeration Technology Institute, Inc. Research Roadmap. Virginia: ARTI, 2004. Available at: http://www.arti-research.org/documents/roadmap.pdf

Azevedo, José Sergio Gabrielli, de. 2007. “Plano de Negócios 2008-2012”. Petrobrás, Rio de Janeiro.

Bajay, S. V; Gorla, F., SantAna, P.H.M; Berni, M. D., Simões, A. F., Leite, A. F., Dorileo, I., Modesto, M. Simulação dos Potenciais de Conservação de Energia na Indústria. Etapa II.i. Análise e Desenvolvimento de Metodologia Visando a Implementação de Projetos de Eficiência Energética na Indústria. Confederação Nacional da Indústria – CNI. 2009

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

CAMPOS, Ivonice Aires. Potencialidades e Energias Renováveis no Brasil: Perspectiva Eólica. In: Seminário do Centro-Oeste de Energias Renováveis, 1, 2007, Goiânia. Disponível em <http://www.seplan.go.gov.br/energias/livro/cap08.pdf>. Acesso em: 29 mai. 2008.

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

CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). Energias do Futuro. Brasília: CGEE, junho 2008.

CHATAIGNERE, Annie; LE BOULSCH, Denis. Wind turbine (WT) systems. Final Report. ECLIPSE – Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe. [s.l]: ECLIPSE, 2003. Disponível em: http://www.eclipse-eu.org/pubres_guide.html. Acesso em: 3/10/2008.

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

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

DOE (Department of Energy). International Energy Outlook 2008. Energy Information Administration. Washington, EUA, 2008. 250p. Disponível em: http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/

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

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

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

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

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

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

DUTRA, Ricardo Marques. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA. Rio de Janeiro: COPPE, UFRJ, 2007. Tese (Doutorado) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007. 415 p.

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

ECTP – European Construction Technology Platform. Strategic Research Agenda for the European Construction Sector. Implementation Action Plan. Version 1. July 2007. Available at: http://cordis.europa.eu/technology-platforms/pdf/ectp1.pdf

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx

EPRI (Electric Power Research Institute); CAC (California Energy Commission). Potential Health and Environmental Impacts Associated with the Manufacture and Use of Photovoltaic Cells. Palo Alto: EPRI e CAC, 2003.

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

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

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

GUERREIRO, Amilcar. Diversificação e a Aposta Nacional nas Energias Renováveis. In: SEMINÁRIO FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA: PLANEJAMENTO, DIVERSIFICAÇÃO E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIAS

RENOVÁVEIS, 1., 2008, São Paulo. Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Apresentação.

HUANG, Y; MINCHENER, A.; McLLVEEN-WRIGHT, D; REZVANI, S.; HEWITT, N. Techno-economic and Environmental Assessment of Coal Fired Oxygen Fed Entrained Flow IGCC Power Plants with $CO_2$ Capture. Third International Conference on Clean Coal Technologies for our Future. Apresentação, 2007. EUA

IEA (International Energy Agency). World Energy Outlook 2007: China and India Insights. Paris: IEA, 2007. 670p.

IEA, International Energy Agency, 2006. Energy Technology Perspectives 2006. Scenarios & Strategies to 2050. . Paris: OECD/IEA.

IEA, International Energy Agency, 2007. The Financial Aspects of Implementing an IGCC CCS Project in Germany. IEA Clean Coal Centre. London, UK.

IEA, International Energy Agency, 2008. Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios & Strategies to 2050. . Paris: OECD/IEA

IPCC (Intergovernmental Panel on climate Change). 3th Assessment Report. Vienna: IPCC, 2001.

IPCC (Intergovernmental Panel on climate Change). 4th Assessment Report. Vienna: IPCC, 2007.

IPCC (Intergovernmental Panel on climate Change). Special Reports: Emission Scenarios. Vienna: IPCC, 2000.

Macedo, Isaías de Carvalho. 2003. Estado da Arte e Tendências das Tecnologias para Energia. Brasília: CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos.
MACEDO, I.C.; SEABRA, J.E.A.; SILVA, J.E.A.R. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020. Biomass and Bioenergy, v. 32, n. 7, p.582-595, 2008.

MARQUES, Sergio. As reais possibilidades de utilização da energia eólica no Brasil. In: SEMINÁRIO FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA: PLANEJAMENTO, DIVERSIFICAÇÃO E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 1., 2008, São Paulo. Apresentação.

MME – MINISTERIO DAS MINAS E ENERGIA. PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia. 2005

MME – Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional, 2008.

NIPE. 2007. Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo – Fase 2. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da UNICAMP (NIPE).

Novaes, W. Energia esquenta o meio ambiente. O Estado de São Paulo. 05/06/2009.

Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC. Governo Federal. Versão para Consulta Pública. 2008.

Petro&Química. Refinaria do futuro. São Paulo. Edição 286, 2006.

PV TECHNOLOGY PLATFORM. A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology. Luxemburg: Office for Official Publications of the European Communities, 2007.

Quillen, D. LNG Safety Myths and Legends. Chevron Texaco Corporation. Procedings: Natural Gas Technology Investment in a Healthy U.S. Energy Future. Houston. 2002

SCHLEISNER, L. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. Renewable Energy, v. 20, n.3, p.279-288, 2000.

Schmetz, Edward, 2005. “Coal to Liquid Fuels.”.

Silva, Vanessa Gomes. 2003. “Avaliação da sustentabilidade de edifícios de escritórios brasileiros: diretrizes e base metodológica.” Tese (Doutorado), Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Construção Civil.

Sugimoto, Luiz. 2007. Mais energia com o bagaço da cana-de-açúcar. Ethanol Summit 2007. http://www.ethanolsummit.com/website/br/news/show.asp?nwsCode={8D447A82-6C28-63C0-0F1C-AC699EF1D6A8} (Acessado Março 18, 2008).

SUN & WIND ENERGY. Review. Sun & Wind Energy, Bielefeld (Germany), issue 1, p.6, 2008.

TERCIOTE, Ricardo. Análise da Eficiência de um Sistema Eólico Isolado. Campinas: PSE, UNICAMP, 2002. Dissertação (Mestrado) – Curso de Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002. p.48-59.

Varun, I.K. Bhata, Ravi Prakashb. LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 13, n.5, p.1067-1073, 2009.

Weisser, Daniel. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. Energy, v. 32, n. 9, p.1543-1559, 2007.

Zervos, Arthouros. "Status and perspectives of wind energy". In: Proceedings of the IPCC Scope Meeting on Renewable Energy Sources. Lübeck, Germany, 20-25 January 2008. p.103-125.

ZILLES, Roberto. Geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em edificações e centrais fotovoltaicos conectadas à rede. In: CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL: SEMI-ÁRIDO, ENERGIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL, 7, 2008, Fortaleza. Mesa redonda Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Alternativas. Fortaleza: NIPE/UNICAMP, 2008.