



COPPE/UFRJ

**POTENCIAL DE REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA
PELO USO DE ENERGIA NO SETOR INDUSTRIAL BRASILEIRO**

Mauricio Francisco Henriques Junior

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro

Maio de 2010

POTENCIAL DE REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA
PELO USO DE ENERGIA NO SETOR INDUSTRIAL BRASILEIRO

Mauricio Francisco Henriques Junior

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:



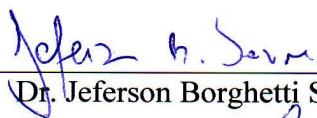
Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.



Prof. Emilio Lèbre La Rovere, D.Sc.



Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.



Dr. Jeferson Borghetti Soares, D.Sc.



Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MAIO DE 2010

Henriques Junior, Mauricio Francisco

Potencial de Redução de Emissão de Gases de Efeito Estufa pelo Uso de Energia no Setor Industrial Brasileiro / Mauricio Francisco Henriques Junior. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

XXXI, 309 p.: il.; 29,7 cm

Orientador: Roberto Schaeffer

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 289-306

1. Cenário de baixo carbono. 2. Indústria. 3. Energia. 4. Emissões gases de efeito estufa. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Aos meus pais, Maurício (*in memoriam*) e Elza,
que me ensinaram tudo na vida
– aprender, crescer, respeitar e amar,
e à Verônica e meus filhos, Isabela e Felipe,
por serem tão queridos e especiais.

Agradecimentos

Antes de tudo, devo agradecer ao meu orientador Professor Roberto Schaeffer, que prontamente me acolheu nesta empreitada em 2005, quando me inscrevi no Doutorado no Programa de Planejamento Energético – PPE da COPPE. Apesar de existirem inúmeros assuntos interessantes para serem pesquisados, o Professor Roberto me mostrou a oportunidade de desenvolver o tema da presente tese, combinando minha experiência profissional nesta área e um estudo que havia sido demandado pelo Banco Mundial entre 2007 e 2008. Foi um período de trabalho árduo, mas de grande aprendizado, e onde sempre pude contar com sua orientação precisa e muito atenciosa.

Agradeço também aos demais professores do PPE, pelo privilégio de assistir aulas extremamente didáticas e de temas atuais, e especialmente ao Professor Alexandre Szklo, que além de ministrar aulas extraordinárias, tive a chance de desenvolver artigos em parceria e trocar idéias durante todo o curso, inclusive sobre alguns tópicos da presente tese.

Aos colegas do PPE, com quem também pude trocar muitas informações ao longo desses últimos quatro anos - Bruno Borba, David Castelo Branco, Alberto Villela, André Lucena, Marcelo Cavalcanti e Fernanda Delgado de Jesus (a representante de minha turma em 2006).

À turma da secretaria do PPE – Sandrinha, Simone (minha incentivadora desde os tempos do mestrado nos anos 90), Paulinho, Fernando, Cláudia e Beatriz.

Também um agradecimento muito especial aos meus colegas do INT, principalmente aqueles que dividiram comigo várias tarefas de trabalho da Divisão de Energia, e que também contribuíram em várias passagens no estudo para o Banco Mundial. São eles: Fabrício Dantas (super companheiro em planilhas e em várias discussões técnicas), Joaquim Augusto Rodrigues, Fernanda Bernardes, Roberto Tapia, Márcio Guimarães, Patrícia Dresch e Marcelo Schwob.

Agradeço à minha super secretária Maria Aparecida Sarmiento, a Cidinha, pela enorme dedicação, atenção e bom humor permanente, que ajudou muito nos momentos mais difíceis, quando tive que me desdobrar entre projetos e questões administrativas do INT, e o doutorado.

Aos demais amigos da DIEN, de outras áreas do INT ou ex-INT que, embora não tenham acompanhado de muito perto o desenvolvimento desse estudo, sei que estiveram

o tempo todo me apoiando e torcendo por mim. São eles: Dra. Telma Villela, Dra. Elizabeth Morales, Maria Marta, Jorge Pereira, Sandra Eugênia, Sandra Villar, Wilson Frossard (CEPEL) e Andréa Mattos (EMBRAPA).

Aos demais colegas da Divisão de Energia, pela compreensão durante esses anos.

Ao meu chefe direto, Dr. Paulo Gustavo Pries, e ao Diretor do INT, Dr. Domingos Manfredi Naveiro, que sempre deram grande incentivo ao longo do curso; e também ao meu ex-coordenador, Dr. Caetano Moraes, atualmente de volta à Escola de Química da UFRJ, que sempre me apoiou intensamente.

Ao Dr. Abraão Iachan, pela rara oportunidade de conviver e aprender durante todos esses anos de INT. Muito obrigado pelo interesse, perguntas, informações e, principalmente, pelos ensinamentos.

Aos colegas da EPE – Dr. Jeferson Borghetti Soares, Dr. Amaro Pereira e Raymundo Aragão, por compartilharem informações super valiosas, e ao meu amigo desde a época do mestrado Dr. Giovani Machado, que também foi meu professor na COPPE em 2006.

Ao Dr. Christophe de Gouvello, do Banco Mundial, por ter proporcionado a oportunidade da pesquisa no setor industrial dentro do Estudo de Baixo Carbono para o Brasil.

E como não poderia deixar de ser, à Verônica, Isabela e Felipe, pela ajuda em vários momentos e, principalmente, pela enorme compreensão e paciência que tiveram comigo durante todo esse período que não pude estar presente como gostaria. Mas agora a vida se acalma um pouco.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

POTENCIAL DE REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA PELO USO DE ENERGIA NO SETOR INDUSTRIAL BRASILEIRO

Mauricio Francisco Henriques Junior

Maio/2010

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

Este estudo busca quantificar o potencial de redução das emissões de CO₂ advindas da queima de combustíveis no setor industrial no Brasil num cenário de baixo carbono no longo prazo. São modelados cenários para 2030 e 2050, como também quantificados os custos de abatimento e outros parâmetros econômicos, setor a setor, e para cada uma das principais opções tecnológicas aplicáveis, ou seja, eficiência energética, reciclagem de materiais, troca de combustíveis fósseis por fontes renováveis ou de menor emissão de carbono, eliminação do emprego de biomassas de desmatamentos e cogeração de energia.

No cenário de baixo carbono para 2030, vislumbra-se uma redução das emissões de CO₂ de cerca de 40% naquele ano, ou de aproximadamente 1,5 bilhões tCO₂ no período de 2010 a 2030. Esses montantes exigem investimentos elevados, mas que apresentam, na maior parte dos casos, boa atratividade econômica, e custos de abatimento baixos ou negativos. Para 2050, projetou-se um cenário mais agressivo, considerando uma aceleração da implementação de algumas medidas e de novas tecnologias.

Mesmo diante de resultados econômicos favoráveis, várias medidas de mitigação examinadas têm se deparado com algumas dificuldades e barreiras, para as quais são discutidas algumas políticas e a concessão de incentivos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

THE POTENTIAL TO REDUCE GREENHOUSE GAS EMISSIONS FROM
ENERGY USE IN THE BRAZILIAN INDUSTRIAL SECTOR

Mauricio Francisco Henriques Junior

May/2010

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

This study seeks to quantify the reductions that can be achieved in CO₂ emissions from burning fuels by Brazilian industries in a long-term low-carbon scenario. We model two horizons, for 2030 and 2050, and also for each sector quantify the abatement costs and other economic parameters and the main technological options applicable, namely: enhanced energy efficiency; replacement of fossil fuels with renewable energy sources or ones with a smaller carbon footprint; elimination of the use of biomass from deforestation; and cogeneration.

In the low-carbon scenario for 2030, a reduction of CO₂ emissions of some 40% can be achieved that year, or approximately 1.5 billion tCO₂ over the period from 2010 to 2030. These reductions would require substantial investments, but in most cases they would be economically attractive, with low or negative abatement costs. For 2050, we modeled a more aggressive scenario, through faster implementation of some specific measures and introduction of new technologies.

Despite the possibility of favorable economic results, companies have been reluctant to adopt several of the mitigation measures examined. We discuss some policies, including granting incentives, to overcome the barriers and difficulties to wider adoption of mitigation measures.

POTENCIAL DE REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA
PELO USO DE ENERGIA NO SETOR INDUSTRIAL BRASILEIRO

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	PANORAMA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (GEE) NO BRASIL E CONTRIBUIÇÃO DO SETOR INDUSTRIAL.....	14
2.1	Emissões de gases de efeito estufa do Brasil no contexto internacional	14
2.2	Emissões brasileiras em detalhe e o papel do setor industrial.....	17
2.2.1	Emissões de dióxido de carbono – CO ₂	19
2.2.2	Emissões de metano – CH ₄	20
2.2.3	Emissões de óxido nitroso - N ₂ O.....	21
2.2.4	Emissões totais de gases de efeito estufa.....	21
2.3	Perspectivas de emissões futuras de gases de efeito estufa	23
3	PANORAMA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA - EVOLUÇÃO E USO DE ENERGIA.....	26
3.1	Breve retrospecto da evolução do setor industrial brasileiro.....	26
3.2	Análise da evolução dos sub-setores da indústria	32
3.3	Evolução do uso da energia no setor industrial	36
4	SETORES INDUSTRIAIS ESPECÍFICOS - CARACTERIZAÇÃO, PROCESSOS PRODUTIVOS, USO DE ENERGIA E INDICADORES DE CONSUMO ESPECÍFICO.....	44
4.1	Ferro e aço	44
4.2	Cimento	49
4.3	Ferro-ligas.....	52
4.4	Mineração e pelotização	54
4.5	Química	56
4.5.1	Petroquímica.....	58
4.5.2	Fertilizantes	61
4.5.3	Cloro-álcalis	62

4.5.4	Outros da indústria química.....	63
4.6	Não-ferrosos e outros metálicos	63
4.6.1	Alumínio.....	66
4.7	Têxtil.....	69
4.8	Alimentos e bebidas	71
4.8.1	Açúcar.....	74
4.9	Papel e celulose	74
4.10	Cerâmico.....	78
4.11	Refino de petróleo	81
4.12	Outros setores da indústria	84
4.12.1	Vidro.....	85
4.12.2	Cal.....	87
4.12.3	Gesso	88
5	OPÇÕES TECNOLÓGICAS DE MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂ NA INDÚSTRIA - CONCEITOS E DESCRIÇÃO.....	89
5.1	Introdução.....	89
5.2	Eficiência energética.....	90
5.2.1	Melhoria de combustão	91
5.2.2	Recuperação de calor em processos	94
5.2.3	Adoção de processos mais modernos e eficientes	100
5.2.4	Outras medidas de eficiência energética	104
5.3	Reciclagem e economia de materiais.....	105
5.4	Substituição inter-energéticos	109
5.5	Uso de energia renovável	110
5.5.1	Biomassas	110
5.5.2	Energia solar térmica	113
5.6	Eliminação de biomassas não-renováveis (de desmatamentos)	113
5.7	Cogeração de energia.....	114
5.8	Comentários finais.....	121
6	METODOLOGIA PARA QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE CO ₂	122
6.1	Potencial de mitigação - alguns conceitos.....	122

6.2	Metodologia geral para a quantificação do potencial técnico de mitigação e bases de cálculo	124
6.2.1	Eficiência energética.....	127
6.2.2	Reciclagem e economia de materiais.....	137
6.2.3	Substituição inter-energéticos	144
6.2.4	Substituição por fontes renováveis	147
6.2.5	Eliminação do uso de biomassa não-renovável.....	155
6.2.6	Cogeração de energia.....	157
6.2.7	Comentários finais.....	163
7	CENÁRIOS DE EMISSÕES DE CO ₂ PARA 2030.....	164
7.1	Evolução das emissões de CO ₂ pelo uso de combustíveis na indústria.....	164
7.2	Quantificação das emissões recentes de CO ₂ (2007) e o conceito de renovabilidade para biomassas	168
7.3	Cenário tendencial de emissões de CO ₂ para 2030	174
7.4	Cenário de baixo carbono	177
7.4.1	Potencial bruto.....	178
7.4.2	Potencial ajustado	181
7.5	Conclusões.....	190
8	AValiação econômica e custos marginais de reduções de emissões de CO ₂	191
8.1	Conceitos gerais.....	191
8.2	Cálculo dos custos marginais de abatimento de emissões de CO ₂	193
8.3	Avaliação das medidas de mitigação.....	196
8.3.1	Medidas de eficiência energética.....	197
8.3.2	Medidas de reciclagem e economia de materiais	201
8.3.3	Substituição de combustíveis fósseis por gás natural.....	205
8.3.4	Uso de energia solar	207
8.3.5	Substituição de fontes fósseis por biomassas	208
8.3.6	Eliminação de biomassas não-renováveis	210
8.3.7	Cogeração	211
8.4	Consolidação da avaliação econômica	216
8.4.1	Potencial bruto.....	216

8.4.2	Potencial ajustado	218
8.4.3	Preço do carbono para atratividade empresarial (<i>break-even carbon price</i>).....	223
8.4.4	Análise de sensibilidade	226
8.5	Conclusões.....	232
9	SIMULAÇÃO DE CENÁRIO DE BAIXO CARBONO PARA 2050	233
9.1	Tecnologias emergentes de maior eficiência energética (visando redução de emissões de carbono).....	235
9.2	Captura e armazenagem de carbono (<i>CCS</i>).....	240
9.3	Simulação das emissões de CO ₂ e de abatimentos para 2050	246
10	POLÍTICAS PARA A MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂	256
10.1	Breve descrição das políticas públicas relacionadas com a área de energia e o setor industrial	257
10.2	Mecanismos de financiamento existentes e outros incentivos	263
10.3	Política Nacional sobre Mudança do Clima	265
10.4	Projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo no setor industrial no Brasil.....	265
10.5	Outras políticas	266
10.6	Barreiras existentes e propostas para a implementação das opções de baixo carbono	266
10.7	Análise final de ganhos dos agentes envolvidos	276
11	COMENTÁRIOS FINAIS E CONCLUSÕES.....	279
	Referências Bibliográficas.....	289
	Anexo 1 – Premissas para os Períodos de Implementação das Medidas de Mitigação	307
	Anexo 2 – Planilha de Entrada para os Cálculos de Custos de Abatimento para os Cenários de Baixo Carbono	308

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Emissões de CO ₂ derivadas do consumo de combustíveis fósseis e da produção de cimento em países selecionados e blocos (MtCO ₂ /ano)	14
Tabela 2 – Indicadores de emissões de CO ₂ provenientes do consumo de energia para países diversos e blocos – base 2004.....	15
Tabela 3 – Matriz de energia primária de países selecionados e blocos – participação percentual – base 2005	16
Tabela 4 – Emissões líquidas ou armazenamento devido a alterações do estoque de carbono da biomassa florestal – base 2005	17
Tabela 5 – Emissões de CO ₂ por setores em 1990, 1994, 2000 e 2005	19
Tabela 6 - Emissões por setor e tipo de gases em quantidade de CO ₂ equivalente em 2005 – em GgCO ₂ e.....	22
Tabela 7 - Variação percentual da taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB da indústria no período 1971-1979.....	27
Tabela 8 - Taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB industrial no período entre 1980 e 1989	28
Tabela 9 - Formação Bruta de Capital Fixo em Percentagem do PIB - 1971-1992 - Brasil e Países Selecionados.....	29
Tabela 10 - Taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB industrial no período entre 1990 e 1999	30
Tabela 11 - Taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB industrial no período entre 2000 e 2006.	31
Tabela 12 - Participação percentual dos setores no PIB (%).....	33
Tabela 13 - Taxas percentuais médias anuais nos segmentos específicos da indústria no período entre 1970-2006 e variação percentual total (% a.a.)	34
Tabela 14 - Participação percentual dos setores no PIB industrial (%).....	35
Tabela 15 - Consumos totais dos segmentos da indústria em anos selecionados (valores em mil tep).....	39
Tabela 16 - Participação percentual do uso de energia na indústria (%) - inclui consumo no refino de petróleo.....	42
Tabela 17 - Produção de aço e ferro-gusa de 2001 a 2007	45
Tabela 18 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor de ferro e aço em anos selecionados (%)	47
Tabela 19 - Evolução da participação relativa dos energéticos no setor cimenteiro em anos selecionados (%)	50
Tabela 20 - Consumo específico de energia elétrica para diferentes produtos obtidos em fornos elétricos de redução	54
Tabela 21 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor de mineração e pelletização em anos selecionados (%).....	56
Tabela 22 - Produção e aplicações de alguns dos principais produtos químicos	56

Tabela 23 - Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor químico em anos selecionados (%)	57
Tabela 24 - Consumos específicos de energia de alguns produtos químicos.....	58
Tabela 25 - Produção de petroquímicos básicos em 2006 e destinações principais.....	59
Tabela 26 - Produção de intermediários para fertilizantes em 2006	61
Tabela 27 - Produção de metais não-metálicos no Brasil e mundo.....	64
Tabela 28 - Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor de não-ferrosos e outros metálicos em anos selecionados (%).	65
Tabela 29 - Consumos específicos de energia no Brasil para os principais metais não-ferrosos	66
Tabela 30 - Produção de alumina e de alumínio metálico e consumos de energia	68
Tabela 31 - Produção do setor têxtil entre 1998 e 2006 - em toneladas.....	69
Tabela 32 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor têxtil em anos selecionados (%).	70
Tabela 33 - Produção de alguns dos principais itens do setor de alimentos.....	72
Tabela 34 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor alimentos e bebidas em anos selecionados (%)	73
Tabela 35 - Consumos específicos térmicos de produtos alimentícios diversos.....	73
Tabela 36 - Produção de celulose por tipo de pasta e de papel por tipo de aplicação em 2007	75
Tabela 37 - Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor papel e celulose em anos selecionados (%)	77
Tabela 38 - Produção do setor de cerâmica no Brasil em 2007	79
Tabela 39 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor cerâmico em anos selecionados (%)	80
Tabela 40 - Consumo de energia da cerâmica branca e vermelha em 2007.....	80
Tabela 41 - Estimativas do consumo específico térmico atual médio no Brasil e valores de referência pela adoção das melhores tecnologias	81
Tabela 42 - Consumo de energéticos no setor de refino em 2006.....	84
Tabela 43 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados em outros setores da indústria em anos selecionados (%).	85
Tabela 44 - Produção de artefatos de vidro em 2006.	86
Tabela 45 - Perdas de calor para a queima de óleo combustível.....	94
Tabela 46 - Potencial típico de economia para medidas diversas em sistemas de geração e uso de vapor	96
Tabela 47 - Quadro comparativo das rotas elétricas e via coque mineral quanto ao uso de sucata metálica	108
Tabela 48 - Quantidades disponíveis de resíduos agrícolas	112
Tabela 49 - Características dos sistemas de cogeração	119

Tabela 50 - Comparação da geração de energia em função do aumento de pressões e de temperatura do vapor em caldeiras e turbinas	120
Tabela 51 – Tipos de medidas de mitigação das emissões de CO ₂ e setores industriais passíveis de aplicação	124
Tabela 52 - Exemplo do modelo de planilha eletrônica para dados de entrada utilizados para o cômputo do potencial técnico	125
Tabela 53 - Quadro geral dos potenciais de economia de combustíveis existente por eficiência energética - cálculo através do BEU (atualizado para os dados de 2007) ...	130
Tabela 54 - Consumos específicos médios de energia térmica praticados atualmente e valores tomados como “melhores práticas”	133
Tabela 55 - Estimativas do potencial de economia de energia bruto nos sub-setores industriais e decomposição percentual das medidas de eficiência energética.....	135
Tabela 56 - Base para o cálculo do potencial de economia de energia por medidas específicas e por setores - base 2007 (em toneladas equivalentes de petróleo)	136
Tabela 57 - Base para o cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pelo maior uso de aditivos no setor cimenteiro.....	139
Tabela 58 - Base de cálculo do potencial bruto e ajustado de energia poupada pela reciclagem de sucata de aço no setor siderúrgico.....	140
Tabela 59 - Base de cálculo dos potenciais bruto e ajustado de economia de energia por reciclagem - Setor Alumínio / Alumina (base 2007).....	141
Tabela 60 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pela economia de materiais no setor cerâmico	142
Tabela 61 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pela reciclagem de vidro.....	143
Tabela 62 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pela reciclagem de papel.....	144
Tabela 63 - Base de cálculo do potencial bruto da quantidade a ser substituída de combustíveis fósseis de alta emissão por gás natural – Base 2007	146
Tabela 64 - Base de cálculo do potencial ajustado da quantidade a ser substituída de combustíveis fósseis de alta emissão por gás natural – Base 2007	147
Tabela 65 – Produção histórica de ferro-gusa através dos processos via coque de carvão mineral e via carvão vegetal	148
Tabela 66 - Produções e participações de usinas integradas e de produtores independentes na produção de ferro-gusa via carvão vegetal	148
Tabela 67 - Base de cálculo do potencial do potencial bruto e potencial ajustado para a substituição de coque mineral e carvão metalúrgico por carvão vegetal (base 2007)..	150
Tabela 68 - Projeção da evolução do consumo de energéticos para a substituição parcial de fontes fósseis por carvão vegetal renovável na siderurgia - potencial ajustado	150
Tabela 69 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado para a substituição de combustíveis fósseis no setor de alimentos e bebidas (base 2007).....	151
Tabela 70 - Projeção da evolução do consumo de óleo combustível e lenha no setor de alimentos e bebidas - potencial ajustado	152

Tabela 71 - Base de cálculo do potencial para a estimativa do potencial bruto e do potencial ajustado para a substituição de combustíveis fósseis no setor de papel e celulose (base 2007)	152
Tabela 72 - Projeção da evolução do consumo de óleo combustível e lenha no setor de papel e celulose - cenário de baixo carbono no potencial ajustado	153
Tabela 73 - Quantidades de combustíveis fósseis a serem substituídos (período 2010-2030) - potencial ajustado.....	154
Tabela 74 - Parâmetros adotados para o cálculo dos potenciais bruto e ajustado para o emprego de energia solar nos setores de alimentos e bebidas, e químico	154
Tabela 75 - Dados de base (2007) para o cálculo da redução de energia fóssil pela adoção da energia solar.....	155
Tabela 76 - Dados de base para o cálculo do potencial bruto e ajustado para a eliminação de biomassa não-renovável	156
Tabela 77 - Contribuições específicas dos sub-setores para a eliminação de lenha e/ou carvão vegetal não-renovável – potencial ajustado	157
Tabela 78 - Fatores de emissão por períodos	158
Tabela 79 - Oferta de biomassa no setor sucroalcooleiro - cenário base	159
Tabela 80 - Distribuição por tipo de tecnologia de geração elétrica - cenário base	160
Tabela 81 - Excedente exportável para a rede - cenário base.....	160
Tabela 82 - Geração de energia elétrica por tipo de tecnologia - cenário base	160
Tabela 83 - Oferta de biomassa no setor sucroalcooleiro - cenário de baixo carbono .	161
Tabela 84 - Distribuição por tipo de tecnologia de geração elétrica - cenário de baixo carbono	161
Tabela 85 - Geração de energia elétrica por tipo de tecnologia - cenário de baixo carbono	161
Tabela 86 - Fatores de emissão de carbono (conteúdo de carbono) e fatores de oxidação para combustíveis selecionados.....	166
Tabela 87 - Emissões de CO ₂ na indústria proveniente da queima de combustíveis fósseis de 1970 a 2005	166
Tabela 88 - Participação percentual nas emissões de CO ₂ na indústria proveniente da queima de combustíveis fósseis de 1970 a 2005	167
Tabela 89 - Emissões de CO ₂ em 2007 em 1.000 toneladas de CO ₂ nos setores da indústria por tipo de combustíveis.....	169
Tabela 90 - Índices de renovabilidade para biomassas combustíveis (%)	170
Tabela 91 - Estimativa das emissões de CO ₂ aplicando-se índices de renovabilidade para as biomassas (base 2007).....	172
Tabela 92 - Macro-cenários para a economia brasileira para 2030.....	175
Tabela 93 - Projeção de emissões de CO ₂ para setor industrial no cenário de referência B1 - período 2010-2030.....	176

Tabela 94 – Parâmetros Básicos do PNE 2030 para avaliações econômicas e emissões no setor elétrico	177
Tabela 95 - Potencial bruto das quantidades abatidas de CO ₂ através de medidas de mitigação	178
Tabela 96 – Reduções percentuais com relação ao que seria emitido no cenário tendencial pela implementação de medidas de mitigação no potencial bruto.....	179
Tabela 97 - Quantidades de CO ₂ passíveis de abatimento de acordo com o tipo de medida e por setor no período de 2010 a 2030	180
Tabela 98 – Emissões projetadas para 2030 no cenário de referência e no cenário de baixo carbono, e emissões evitadas por tipo de medida - potencial ajustado	183
Tabela 99 - Emissões evitadas por medidas de eficiência energética por segmentos específicos para o potencial ajustado.....	185
Tabela 100 - Emissões evitadas por tipo de medida de mitigação e por segmentos específicos para o potencial ajustado.....	186
Tabela 101 - Preços dos combustíveis (base janeiro/2009).....	197
Tabela 102 – Estimativa de preços do barril de petróleo para o período de 2010 a 2030	197
Tabela 103 - Investimentos, custos de energia e economia para as medidas de eficiência energética em valores presentes	199
Tabela 104 - Resumo das estimativas de investimentos necessários para medidas de eficiência energética por setores.....	199
Tabela 105 - Resumo dos principais parâmetros econômicos para a implementação de medidas de eficiência energética no período 2010-2030 (taxa de 8% ao ano).....	200
Tabela 106 - Síntese das economias e investimentos com base em 2007 para reciclagem e economia de materiais	204
Tabela 107 - Investimento total e custos de energia para a medida de reciclagem e economia de materiais	204
Tabela 108 - Resultados econômicos consolidados para o conjunto das medidas de reciclagem e economia de materiais.....	205
Tabela 109 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a medida - uso do gás natural	206
Tabela 110 - Reduções de energia fóssil e investimentos em coletores solares (cálculo ajustado)	207
Tabela 111 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a medida sobre o uso de energia solar.....	207
Tabela 112 - Parâmetros econômicos para o cálculo de investimentos na parte industrial na produção siderúrgica.....	208
Tabela 113 - Áreas necessárias de plantio e custos para as biomassas - cálculo potencial bruto e potencial ajustado	209
Tabela 114 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a implementação do uso de biomassa	210

Tabela 115 - Detalhamento das áreas necessárias e investimentos para lenha e carvão vegetal renováveis	210
Tabela 116 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a eliminação do uso de biomassa não-renovável	211
Tabela 117 - Base para as estimativas de investimentos em cogeração no setor sucroalcooleiro - cenário de referência.....	212
Tabela 118 - Base para as estimativas de investimentos em cogeração no setor sucroalcooleiro - cenário de baixo carbono	213
Tabela 119 – Parâmetros para o cálculo econômico da medida de cogeração no setor de papel e celulose a partir de lixívia negra	214
Tabela 120 – Parâmetros para o cálculo econômico da medida de cogeração no setor de siderurgia a partir de gás de alto-forno	214
Tabela 121 - Resumo dos investimentos, custos de energia, custos de O&M e receita pela venda de energia com cogeração	215
Tabela 122 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a implementação da cogeração de energia - potencial bruto e ajustado	216
Tabela 123 – Resumo dos investimentos líquidos para as medidas de mitigação no potencial bruto	217
Tabela 124 - Emissões evitadas e custos de abatimento - potencial bruto	217
Tabela 125 - Investimentos líquidos para as medidas de mitigação	218
Tabela 126 - Resumo das estimativas de investimentos líquidos necessários por setores e por medidas.....	219
Tabela 127 - Resumo dos parâmetros econômicos para as medidas de mitigação para a linha de base e linha de baixo carbono	220
Tabela 128 - Quadro geral das emissões evitadas de CO ₂ e custos de abatimento por tipo de medida de mitigação	221
Tabela 129 – Influência do setor de refino de petróleo sobre os resultados econômicos de medidas de eficiência energética	221
Tabela 130 – Influência dos sub-setores específicos sobre os resultados econômicos para a medida de cogeração.....	221
Tabela 131 – Potencial de redução de CO ₂ de acordo com preços de carbono.....	223
Tabela 132 – Preço do carbono para atratividade econômica empresarial (<i>break-even carbon price</i> (potencial ajustado)	225
Tabela 133 - Principais tecnologias emergentes com impacto no consumo de combustíveis e emissões de carbono	237
Tabela 134 – Reduções de emissões de CO ₂ na indústria mundial por setor nos cenários com as tecnologias atuais e correntes (TAC), e no cenário com novas e futuras tecnologias (NFT).....	238
Tabela 135 – Emissões de CO ₂ no cenário de referência e de baixo carbono e valores acumulados no período de 2010 a 2050	250
Tabela 136 – Investimentos e custos planejados para o período de 2010-2050.....	254

Tabela 137 – Resultados dos custos de abatimento para os cenários de baixo carbono para 2030 e 2050	255
Tabela 138 - Quadro resumo - avaliação de ganhos e perdas por parte dos agentes....	277

Índice de Figuras

Figura 1 - Sete cunhas de Pacala e Socolow para a mitigação das emissões de carbono entre 2004-2054	6
Figura 2 - Cenário de baixo carbono do World Energy Outlook para estabilização das emissões de CO ₂ em 450 ppm	6
Figura 3 - Roteiro geral do desenvolvimento metodológico	11
Figura 4 - Emissões de CO ₂ por setor (base 2005).....	20
Figura 5 - Participações percentuais dos setores em 2005 considerando todos os GEE e os <i>GWP</i>	23
Figura 6 - Emissões de GEE no Brasil no cenário de referência por setor em 2005 e 2030 (em GtCO ₂ e/ano).	24
Figura 7 - Evolução das emissões de CO ₂ (em milhões de toneladas) entre 2005 e 2030	25
Figura 8 - Taxas anuais de crescimento do PIB e PIB industrial.	33
Figura 9 - Evolução do uso de energia por setores no Brasil entre 1971 e 2007	37
Figura 10 - Evolução da participação percentual dos setores no uso final de energia entre 1971 e 2007	37
Figura 11 - Matriz de consumo final de energia no Brasil e outros países - participação percentual dos setores (sem refino de petróleo).	38
Figura 12 - Evolução do consumo de energia dos setores da indústria (inclui refino de petróleo).....	40
Figura 13 - Matriz energética industrial setorial (sem refino de petróleo) - Brasil e outros países.	40
Figura 14 - Evolução da participação percentual dos energéticos no setor industrial brasileiro (inclui refino de petróleo).....	42
Figura 15 - Participação dos energéticos na indústria no Brasil e outros países (sem refino de petróleo).	43
Figura 16 - Fluxograma do processo produtivo de uma usina siderúrgica.....	46
Figura 17 - Curva de evolução do consumo de energia, produção e consumo específico no setor de ferro e aço.....	48
Figura 18 – Participação dos laminados na produção total siderúrgica (laminados e semi-acabados).	48
Figura 19 - Estrutura do consumo de energia no setor de cimento – participação percentual.....	50
Figura 20 - Evolução da produção de cimento e do consumo de energia.	51
Figura 21 - Curva de evolução do consumo de energia, produção e consumo específico no setor de cimento.....	51
Figura 22 - Curva de evolução do consumo de energia no setor de ferro-ligas.	53
Figura 23 - Evolução do consumo do setor químico (valores em 10 ⁶ tep).....	58

Figura 24 - Fluxograma da cadeia produtiva do eteno.	60
Figura 25 - Produção brasileira de metais não-ferrosos primários.....	63
Figura 26 - Evolução do consumo de energia, produção e consumo específico de	65
Figura 27 - Fluxograma do processo de produção da alumina.....	67
Figura 28 - Evolução da produção de alumínio metálico, do consumo total de energia e do consumo específico.....	68
Figura 29 - Curva de evolução do consumo de energia no setor têxtil.	71
Figura 30 - Evolução da produção, consumo de energia e consumo específico entre 1998 e 2006.	71
Figura 31 - Curva de evolução do consumo de energia no setor de alimentos e bebidas.	73
Figura 32 - Evolução da produção de açúcar no Brasil, do consumo de bagaço de cana e do consumo específico de energia.	74
Figura 33 - Fluxograma de fabricação de celulose e papel.	76
Figura 34 - Curva de evolução do consumo de energia no setor de celulose e papel. ...	77
Figura 35 - Curva de evolução do consumo de energia no setor cerâmico.	80
Figura 36 - Evolução da capacidade de refino entre 1974 e 2006.....	82
Figura 37 - Esquema simplificado da Refinaria Presidente Bernardes (RPBC).	83
Figura 38 - Perda de calor nos gases de exaustão para a queima de óleo combustível de acordo com percentual de excesso de ar ou teor de CO ₂ , e temperatura destes gases. ..	92
Figura 39 - Relação de teores de CO ₂ ou O ₂ e excesso de ar de acordo com o tipo de combustíveis.	94
Figura 40 - Economia de combustível obtida pelo uso de ar de combustão aquecido... ..	99
Figura 41 - Pré-aquecedores de múltiplos estágios e pré-calcinador para o processo de produção de clínquer.	101
Figura 42 - Esquema da tecnologia de redução e refino com o uso de fornos de minério de ferro e carvão.	102
Figura 43 - Uso da energia na produção de vasilhames a partir de material virgem e com o emprego de reciclados.	105
Figura 44 - Evolução da composição de fontes energéticas (exceto eletricidade) no segmento de papel e celulose.....	112
Figura 45 - Exemplo de ganhos de eficiência energética na cogeração de energia (valores com base no PCS).....	115
Figura 46 - Arranjos de cogeração de energia.	116
Figura 47 - Representação genérica dos potenciais de redução do uso de energia e de emissões.....	122
Figura 48 - Potencial de economia de combustíveis por medidas de eficiência energética nos setores industriais - com base no BEU.	131

Figura 49 - Participação percentual dos segmentos industriais no conjunto de medidas de eficiência energética.	137
Figura 50 - Gasodutos de transporte de gás natural no Brasil	145
Figura 51 - Evolução das participações relativas dos combustíveis fósseis e renováveis na matriz de uso de energia da indústria manufatureira (incluindo o setor de refino de petróleo).....	165
Figura 52 - Curvas da evolução das emissões de CO ₂ pela queima de combustíveis fósseis na indústria entre 1970 e 2005.....	167
Figura 53 - Curvas de evolução das emissões de CO ₂ pela queima de combustíveis fósseis e renováveis na indústria entre 1970 e 2005.....	168
Figura 54 - Participação percentual das indústrias nas emissões de CO ₂ descontando-se as emissões efetivas de origem renovável (base 2007).	172
Figura 55 - Participação percentual das fontes energéticas nas emissões de CO ₂ descontando-se as emissões efetivas de origem renovável (base 2007).....	173
Figura 56 – Quadro geral da contribuição percentual dos setores da indústria nas emissões de CO ₂ considerando os índices de renovabilidade.	173
Figura 57 - Curvas das emissões de CO ₂ no setor industrial - cenários de referência.	175
Figura 58 - quantidades totais de CO ₂ a serem abatidas por tipo de medida - potencial bruto.....	179
Figura 59 - Potencial bruto por tipo de medida de mitigação e setores.....	181
Figura 60 – Emissões de CO ₂ para os cenários de base e de baixo carbono em 2010 e 2030.	182
Figura 61 - Curvas de emissões no cenário de referência e no de baixo carbono - período 2010-2030.....	182
Figura 62 - Contribuições percentuais das medidas de mitigação no cenário de baixo carbono para o período de 2010-2030 – potencial ajustado.	183
Figura 63 - Curvas de abatimento de emissões por tipo de medidas com o bloco de medidas de eficiência energética agregado.	184
Figura 64 - Curvas de abatimento de emissões por tipo de medidas de mitigação.	184
Figura 65 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões totais evitadas por medidas de eficiência energética entre 2010 e 2030.	186
Figura 66 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões totais evitadas a partir a adoção de todas as medidas de mitigação entre 2010 e 2030 – potencial ajustado... ..	187
Figura 67 – Contribuição do setores para o cenário de baixo carbono em 2030 – potencial ajustado.	187
Figura 68 – Emissões de CO ₂ por setores em 2010, 2030 no cenário base, e em 2030 com mitigação – potencial ajustado.....	187
Figura 69 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões a serem evitadas a partir da medida de eliminação de biomassas de desmatamento entre 2010 e 2030....	188

Figura 70 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões a serem evitadas a partir da medida de eliminação de carvão vegetal de desmatamento entre 2010 e 2030.	188
Figura 71 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões a serem evitadas a partir da medida de eliminação de lenha de desmatamento entre 2010 e 2030.....	189
Figura 72 - Distribuição percentual dos investimentos agrupando-se as medidas de eficiência energética.	218
Figura 73 - Custos de abatimento por tipo de medida de mitigação de CO ₂ (taxa 8% a.a.).	222
Figura 74 - Custos de abatimento por tipo de medida de mitigação de CO ₂ (com eficiência energética agregada) (taxa de 8% a.a.).	222
Figura 75 - Potencial de abatimento de acordo com faixas específicas de custos de abatimento de CO ₂ (para taxa de 8% a.a.).	223
Figura 76 - Potencial de abatimento de acordo com faixas específicas de custos de abatimento de CO ₂ (para taxa de 15% a.a.).	226
Figura 77 - Análise de sensibilidade para as medidas de eficiência energética - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.	227
Figura 78 - Análise de sensibilidade para a medida de reciclagem de materiais - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.	227
Figura 79 - Análise de sensibilidade para a medida de uso de gás natural - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.	228
Figura 80 - Análise de sensibilidade para a medida de uso de energia solar - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.	228
Figura 81 - Análise de sensibilidade para a medida de uso de biomassa em substituição de fontes fósseis - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.	228
Figura 82 - Análise de sensibilidade para a medida de eliminação de biomassa não-renovável - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.	229
Figura 83 - Análise de sensibilidade para a medida de cogeração - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.	229
Figura 84 - Análise de sensibilidade para a medida de eficiência energética - custo de abatimento x preço do petróleo.	230
Figura 85 - Análise de sensibilidade para a medida de eficiência energética – TIR x preço do petróleo.	230
Figura 86 - Análise de sensibilidade para a medida de substituição de fósseis por biomassa - custo de abatimento x preço do petróleo.	230
Figura 87 - Análise de sensibilidade para a medida de substituição de fósseis por biomassa – TIR x preço do petróleo.	231
Figura 88 - Análise de sensibilidade para a medida de eliminação de biomassa de desmatamento - custo de abatimento x preço do petróleo.	231
Figura 89 - Análise de sensibilidade para a medida de eliminação de biomassa de desmatamento – TIR x preço do petróleo.	232
Figura 90 - Emissões de CO ₂ típicas de processos siderúrgicos.	239

Figura 91 – Esquema das possibilidades de captura e armazenagem de CO ₂	241
Figura 92 - Tipos de armazenagem geológica de CO ₂	241
Figura 93 - Processos e sistemas de CCS.	242
Figura 94 - Projetos CCS existentes e planejados no mundo.	243
Figura 95 – Comparação CO ₂ emitido/kWh em usina de geração elétrica a carvão tradicional e com CCS.	245
Figura 96 – Comportamento das emissões de CO ₂ e papel das medidas de mitigação no período de 2010 a 2050.	249
Figura 97 – Reduções percentuais pelas medidas de mitigação em 2050.	249
Figura 98 – Perfil de evolução dos cenários de referência e as emissões a serem abatidas em 2050 (incluindo a energia elétrica).	251
Figura 99 – Percentuais de redução de emissões de CO ₂ pelas medidas de mitigação no cenário de baixo carbono em 2050 (com eficiência em energia elétrica).	252
Figura 100 – Cunhas de abatimento de CO ₂ até 2050 incluindo estimativa para as emissões advindas pela energia elétrica.	252

Índice de Quadros

Quadro 1 - Emissões de CO ₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 por medidas de mitigação a partir do emprego de biomassa renovável (potencial ajustado).....	190
Quadro 2 - Emissões de CO ₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 por medidas de mitigação a partir do emprego de biomassa renovável (potencial bruto).....	190

Siglas

ABAL - Associação Brasileira de Alumínio
ABC - Associação Brasileira de Cerâmica
ABCP - Associação Brasileira de Cimento Portland
ABIA - Associação Brasileira das Indústrias de Alimentos
ABIC - Associação Brasileira da Indústria de Café
ABICAB - Associação Brasileira da Indústria de Chocolates, Cacau, Amendoim, Balas e Derivados
ABICS - Associação Brasileira da Indústria de Café Solúvel
ABIMA - Associação Brasileira das Indústrias de Massas Alimentícias
ABIP - Associação Brasileira da Indústria da Panificação e Confeitaria
ABIPECS - Associação Brasileira da Indústria Produtora e Exportadora de Carne Suína
ABIQUIM - Associação Brasileira da Indústria Química
ABIT - Associação Brasileira da Indústria Têxtil e de Confecções
ABIVIDRO - Associação Brasileira das Indústrias de Vidro
ABM - Associação Brasileira de Metalurgia e Materiais
ABRABE - Associação Brasileira da Indústria de Bebidas
AISI – American Iron and Steel Institute
AMS - Associação Mineira de Silvicultura
ANDA - Associação Nacional para a Difusão de Adubos
ANFACER - Associação Nacional de Fabricantes de Cerâmica para Revestimentos
ANICER - Associação Nacional da Indústria Cerâmica
ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
AR4 - 4th Assessment Report
BAU - bussiness as usual
BEN - balanço nacional de energia
BEU - balanço de energia útil
BF - blast furnace
BIG-CC - biomass integrated gasification in combined cycle
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOF - basic oxygen furnace
BRACELPA - Associação Brasileira de Celulose e Papel
BTX - benzeno, tolueno e xileno
C&T - ciência e tecnologia
CCAP - Center for Clean Air Policy

CCF - cyclone converter furnace

CCMA - curva de custo marginal de abatimento

CCS - carbon capture and storage

CEMPRE - Compromisso Empresarial para a Reciclagem

CEPED - Centro de Pesquisa e Desenvolvimento do Estado da Bahia

CEPI - Confederation of European Paper Industries

CEST - turbina de condensação e extração

CH₄ - gás metano

CNI - Confederação Nacional da Indústria

CO - monóxido de carbono

CO₂ - dióxido de carbono

CO₂e - dióxido de carbono equivalente

CONPET - Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e Gás Natural

COP - Conferência das Partes

CP - cimento Portland

CP - turbina de contra-pressão

CPAF - cimento Portland alto forno

CPP – cimento Portland pozolânico

CSA - Cia. Siderúrgica do Atlântico

CSN - Cia. Siderúrgica Nacional

CTENERG - fundo setorial de ciência e tecnologia para energia

CTPETRO - fundo setorial de ciência e tecnologia para petróleo e gás

CV - carvão vegetal

DCE - 1,2 dicloroetano

DIEESE - Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Sócio-econômicos

DIOS - direct iron ore smelting

DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral

DRI - direct reduction iron

EAF - eletric arc furnace

EGEE - Expert Group on Energy Efficiency

EGTD - energia garantida por tempo determinado

EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ESCOs - energy saving companies

FCC - fluid catalytic cracking

FHC - Governo Fernando Henrique Cardoso
FINAME - Programa de Financiamento de Máquinas e Equipamentos
GCI - Global Commons Institute
GEE - gases de efeito estufa
GLP - gás liquefeito de petróleo
GN - gás natural
GNC - gás natural comprimido
GNL - gás natural liquefeito
GWP - global warming potential
HFCs - gases hidro carbo-fluorados
HISMELT - smelt reduction vessel process
IAEA - International Atomic Energy Agency
IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBS - Instituto Brasileiro de Siderurgia
IEA - International Energy Agency
IEDI - Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial
II PND - Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento
IISI - International Iron and Steel Institute
INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
INT - Instituto Nacional de Tecnologia
IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change
IPI - imposto sobre produtos industrializados
IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas
ISR - Institute for Sustainable Resources
LBNL – Lawrence Berkeley National Laboratory
MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia
MDIC - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MDL - mecanismo de desenvolvimento limpo
MG - Estado de Minas Gerais
MMA - Ministério do Meio Ambiente
MME - Ministério de Minas e Energia
N₂O - gás óxido nitroso
NMVOCS - compostos orgânicos voláteis não-metânicos
NO_x - óxidos de nitrogênio
O.C. - óleo combustível

OECD - Organization for Economic Co-operation and Development
OHF – open hearth furnace
P&D - pesquisa e desenvolvimento
PCH - pequena central hidrelétrica
PCI – poder calorífico inferior
PCS – poder calorífico superior
PDP - Política de Desenvolvimento Produtivo
PET - politereftalato de etileno
PFCs - gases per-carbofluorados
PIB - produto interno bruto
PITCE - Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior
PNE - Plano Nacional de Energia
PNMC - Plano Nacional de Mudanças Climáticas
PP - pontos percentuais
PPC – paridade do poder de compra
PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROESCO - Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética
PVC - policloreto de vinila
R.H. - recursos humanos
RJ - Estado do Rio de Janeiro
SAR – Second Assessment Report
SBS - Sociedade Brasileira de Silvicultura
SEBRAE - Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SIC - Serviço de Informação da Carne
SINDICERV - Sindicato Nacional da Indústria da Cerveja
SINDIFER - Sindicato das Indústrias do Ferro
SINDUSGESSO - Sindicato da Indústria do Gesso
SNIC - Sindicato Nacional da Indústria do Cimento
SO_x - óxidos de enxofre
SP - Estado de São Paulo
SSP - simple superphosphate
TIR - taxa interna de retorno
TJLP - taxa de juros de longo prazo
TSP - triple superphosphate
UEE - uso eficiente de energia

UNDP - United Nations Development Programme

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change

UNICA - União da Indústria de Cana-de-Açúcar

US/EPA - United States Environmental Protection Agency

US/OTA - United States Office of Technology Assessment

VP - valor presente

WGI - Working Group I

WGIII – Working Group III

WWF - World Wildlife Fund

Unidades

atm	– unidade de pressão (1 atm = 101,3 kPa)
bar	– unidade de pressão do sistema c.g.s. (1 bar = 100 kPa = 1kgf/cm ² = 0,98 atm)
bep	– barril equivalente de petróleo
GJ/t	– gigajoule por tonelada
GWh	– gigawatt hora = 10 ⁹ watts hora
kcal	– kilocaloria
kWh	– kilowatt hora = 1.000 watts hora
m ²	– metro quadrado
m ³	– metro cúbico
mm	– milímetro
MW	– megawatt = 10 ⁶ watts
MWe	– megawatt elétrico
Pa	– Pascal (100 Pa = 0,001 kgf/cm ²)
ppm	– partes por milhão
t	– tonelada = 1.000 kilogramas
tCO ₂	– tonelada de dióxido de carbono
tC	– tonelada de carbono
tep	– tonelada equivalente de petróleo = 1.000 kilogramas de óleo equivalente = 41,87 x 10 ⁹ Joules
TJ	– terajoule = 10 ¹² joules

1 INTRODUÇÃO

O tema mudanças climáticas, ao lado das questões econômicas e de segurança, passou definitivamente a fazer parte do rol das principais preocupações da sociedade atual. As provas científicas do aquecimento global e as prováveis consequências estão consolidadas no Quarto Relatório (*4th Assessment Report – AR4*) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas – IPCC (IPCC-WGI, 2007). Segundo este Relatório, o aquecimento global é inequívoco, com base nas observações e registros do aumento das temperaturas médias globais do ar e dos oceanos, do aumento generalizado do derretimento de neve e gelo em montanhas e calotas polares, e através de medições da elevação nos níveis médios dos oceanos. Nos últimos 150 anos houve um aumento global de temperatura de 0,76°C, e que foi bastante acelerado a partir da década de 50 do século passado. Onze dos últimos doze anos, na série contabilizada no *AR4* do IPCC (de 1995 a 2006), estão entre os 12 anos mais quentes desde o início dos registros de temperaturas em 1850.

Ainda de acordo com o IPCC-WGI e WGII (2007), além dos impactos físicos que vêm sendo monitorados, o aumento da temperatura do planeta em vários graus acima do padrão atual deverá trazer sérios distúrbios e outros riscos ambientais. Poderão ocorrer alterações drásticas no regime de chuvas, intensificação de fenômenos climáticos extremos, tais como secas, furacões e tempestades tropicais, desertificação, perda de áreas agriculturáveis, menor oferta de água doce, perda de biodiversidade, aumento de doenças transmissíveis por vetores, e aumento de fluxos migratórios. As consequências, por certo, resultariam em perdas econômicas e impactos sociais graves.

O IPCC ratifica as hipóteses e experimentos de vários cientistas desde o século XIX¹, e afirma que muitos dos episódios e distúrbios climáticos que vêm sendo notados atualmente estão correlacionados ao aumento de emissões de gases de efeito estufa (GEE)², advindas das atividades antropogênicas a partir da Revolução Industrial no século XVIII. Como o ritmo de emissões destes gases tem sido superior à capacidade

¹ Um dos pioneiros na formulação da hipótese do aquecimento ocasionado pelo CO₂ foi o químico Svante Arrhenius no final do Século XIX, baseado nas idéias do matemático e físico Jean-Baptiste Fourier em 1827. Durante o século XX, os experimentos foram reproduzidos e aperfeiçoados por vários cientistas, até chegar a Roger Revelle e Hans Suess nos EUA, que conseguiram provar a correlação entre aumento de concentração de gás carbônico e temperatura em 1957. No mesmo ano, o químico Charles Keeling criou mecanismos de medição dos níveis de CO₂ na atmosfera, ajudando entender o processo definitivamente.

² Os GEE são o dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), carbono-fluorados (HFCs e PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆).

natural dos sistemas do planeta para reabsorvê-los, as concentrações globais vêm aumentando e atualmente já se encontram muito acima dos valores pré-industriais, com base em testemunhos de gelo de milhares de anos (IPCC-WGI, 2007). Estas emissões de GEE aumentaram em cerca de 70%, entre 1970 e 2004, passando de 28,7 para 49,0 GtCO₂e por ano, segundo o IPCC-WGIII (2007).

O dióxido de carbono (CO₂), que é o gás de efeito estufa mais importante, de acordo com o IPCC-WGI (2007), vem apresentando um aumento de emissões sem precedentes. Somente entre os anos 90 do século passado e o período de 2000 a 2005, sua emissão, proveniente basicamente da queima de combustíveis fósseis, de processos industriais, e por mudanças no uso da terra, passou da faixa de 22,0 a 25,0 GtCO₂ por ano para valores entre 25,3 e 29,0 Gt CO₂ por ano. A concentração atmosférica global desse gás, que era de 280 ppm no período pré-industrial, passou para 379 ppm em 2005, portanto, muito acima da faixa natural dos últimos 650.000 anos (entre 180 e 300 ppm). Especialmente nos últimos anos, a taxa de aumento da concentração anual de dióxido de carbono tem sido muito elevada, tendo subido de 1,4 ppm por ano na média, entre 1960 e 2005, para 1,9 ppm por ano na média entre 1995 a 2005.

Portanto, a manutenção das emissões de gases de efeito estufa nas taxas atuais ou acima é bastante preocupante. Acarretaria um aquecimento adicional e induziria muitas mudanças no sistema climático global durante o século XXI, muito provavelmente com maior severidade e amplitude com relação ao que já vem sendo observado. LOVELOCK (2009), embora conteste algumas projeções do IPCC, afirma que, se rompida a condição de estabilidade do clima, os sistemas naturalmente auto-regulados seriam ainda mais desestabilizados, podendo retroalimentar e intensificar ainda mais seus efeitos e danos ambientais. Ainda pior, a partir de certo ponto de instabilidade, reverter o quadro seria extremamente difícil ou até mesmo impossível.

Todas essas alterações de temperaturas (e também do nível dos oceanos) vêm sendo modeladas em função do aumento da concentração de GEE na atmosfera. Para o ano 2100, por exemplo, são projetados aumentos de temperatura entre 1,1 e 2,9°C (com relação a 1980-1999) para o melhor cenário, e entre 2,4 a 6,4°C para o cenário mais drástico, de acordo com o IPCC-WGI (2007). Mesmo que as concentrações de todos os gases de efeito estufa e aerossóis fossem mantidas constantes nos níveis do ano 2000, é projetado um aquecimento adicional de cerca de 0,1°C por década. Entretanto, estudos mais recentes, posteriores àqueles compilados no *AR4* do IPCC, mostram que a evolução das emissões e os impactos têm superado as previsões contidas nos relatórios

do IPCC (PEW CENTER, 2009). Alguns cientistas afirmam que, mesmo que se pare de emitir GEE, as alterações climáticas deverão permanecer ainda por 1.000 anos, porque parte do CO₂ emitido ainda continuará na atmosfera, além do que alguns danos já identificados são irreversíveis (MATTHEWS e CALDEIRA 2008, SOLOMON *et al.* 2009, EBY *et al.* 2009 apud PEW CENTER, 2009).

Mas, haveria um limite de emissões para estabilizar o clima e reduzir impactos ao mínimo possível? Este tema é bastante complexo, já que a modelagem climática deve exigir mecanismos de retroalimentação e de interação entre impactos (MEINSHAUSEN *et al.*, 2009, KOOMEY e KRAUSE, 2009, EDMONDS, 2005), como também há danos em curso, que não se conhece ao certo em quanto tempo poderiam ser reparados, ou mesmo se de fato poderiam ser revertidos, conforme comentado. O limite proposto pelo IPCC de modo a evitar riscos ambientais perigosos é de um aumento de 2°C com relação ao nível pré-industrial, que corresponderia em estabilizar a concentração CO₂ na atmosfera em 450 ppm, ou de emitir “somente” cerca de 1.800 GtCO₂ para o século XXI, o chamado “espaço de carbono”.

Segundo o IPCC-WGI (2007), para manter aumento da temperatura abaixo de 2°C, as emissões globais de CO₂ apresentariam um pico antes de 2015, e depois deveriam ser reduzidas entre 50-85% em 2050 com relação aos níveis de 2000. Se nada for feito deverá acontecer um aumento destas emissões entre 25-90% em 2030, com os combustíveis fósseis mantendo sua posição dominante do *grid* energético mundial em 2030, e após.

Portanto, mesmo diante de uma maior conscientização dos governos e da sociedade de um modo geral, o desafio que se tem pela frente é muito grande. O modelo de desenvolvimento econômico atual não ajuda em reduzir as emissões globais (LOVELOCK, 2009), pelo contrário, aponta na direção de um crescimento nas próximas décadas, como também o quadro se agrava tendo em vista que a implementação de determinadas medidas de mitigação tende a ser lenta e gradual. Assim, se chega a conclusão de que o aumento da temperatura do planeta é inevitável e o risco ambiental permanece, fazendo com que a adoção de políticas e acordos internacionais se torne prioridade e urgente.

Conforme consolidado no IPCC-WGIII (2007), as políticas internacionais e no plano doméstico devem contemplar ações efetivas, incentivos e investimentos em três grandes áreas: redução de vulnerabilidade aos impactos, adaptação às mudanças em curso, e mitigação de emissões, incluindo a incorporação de modelos de

desenvolvimento sustentável. Atuar em todos esses blocos é imprescindível, embora atacar o problema na sua origem, ou seja, agir na mitigação, pareça ser menos custoso e traumatizante a remediar ou ter que se adaptar aos danos.

Dentre as principais medidas de mitigação de emissões e para estabilizar as concentrações de GEE, estão consideradas principalmente a diminuição do uso de fontes fósseis na geração e uso de energia, a adoção de fontes energéticas renováveis, a implementação de novos modelos nas atividades da agropecuária, o controle da disposição de resíduos, a eliminação de desmatamentos e a captura e armazenamento de carbono. Em todas estas áreas, novas tecnologias tendem a ter um papel extremamente importante, devendo exigir uma série de incentivos para fomentar seu desenvolvimento, aquisição, implementação, difusão e a retirada de barreiras (IPCC-WGIII, 2007).

O primeiro grande esforço de mitigação de emissões de GEE em escala global foi posto em prática a partir do Protocolo de Kyoto³, em 1997, quando foram criados mecanismos de flexibilização⁴ entre países, dentre os quais o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, estabelecendo trocas comerciais de emissões de carbono. Por mais importante que seja esse Protocolo, os resultados que vêm sendo obtidos são modestos (MAROUN, 2007), como também dificilmente atenderiam as reduções de GEE globalmente requeridas (IPCC-WGIII, 2007). Ou seja, são necessárias medidas complementares, tanto voluntárias como compulsórias.

Quando se comparam as metas colocadas no Protocolo de Kyoto de redução de emissões de GEE de 5,2%, alcançar reduções da ordem de 50-85% para 2050, apresentadas no AR4 do IPCC para a estabilização das emissões entre 350 e 400 ppm naquele ano, pode parecer inatingível à primeira vista. Porém, há um portfólio de tecnologias já disponíveis e de outras que deverão ser disponibilizadas para comercialização nas próximas décadas, que, por sua vez, proporcionarão os meios para que os processos de mitigação sejam tomados (IPCC, 2007). Além disso, ao longo dos próximos 40 anos, possivelmente as infraestruturas atuais de suprimento e de uso de energia deverão ser substituídas em virtude do término de suas vidas úteis, devendo favorecer a entrada de novas tecnologias mais eficientes energeticamente, como

³ O Protocolo de Kyoto coloca a meta de redução de emissões de 5,2% em relação às emissões de 1990 a serem alcançadas nos países do Anexo 1 para o período de 2008 a 2012 (primeiro período do compromisso). No Anexo 1 estão os países-membros da OECD e os países do antigo bloco soviético, que são chamados de países em transição para economia de mercado.

⁴ Os mecanismos são: *Joint Implementation – JI*, *Emissions Trading – ET* e *Clean Development Mechanism – CDM*.

também de fontes energéticas menos intensivas em carbono (ÜRGE-VORSATZ e METZ, 2009, BLOK, 2005).

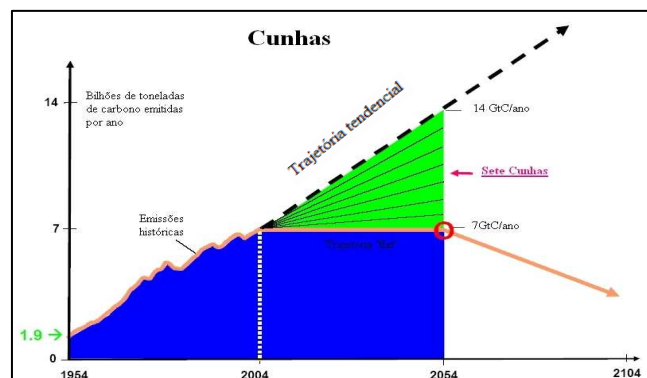
O Brasil, assim como outros países em desenvolvimento, quando da celebração do Protocolo de Kyoto, não foi obrigado a adotar metas de redução de emissões de gases de efeito estufa. Sem dúvida, a maior responsabilidade das emissões históricas e da atual concentração elevada de CO₂ na atmosfera é dos países desenvolvidos, o que não exige que as demais nações participem do esforço mundial necessário de mitigação.

Dessa forma, ciente de seu papel nas emissões globais de GEE, o Brasil, por ocasião da 15ª. Conferência das Partes - COP-15 em Copenhague em 2009, apresentou compromissos de redução de emissões para o ano de 2020. Estes compromissos, voluntários, tornaram-se lei recentemente e, posteriormente, cada segmento emissor terá que atender com metas específicas, como, por exemplo: redução do desmatamento, maior uso de fontes renováveis, intensificação da eficiência energética, dentre outras.

Todo esse quadro de emissões futuras, de cumprimento ou não de metas e outros, faz com que sejam projetados cenários no longo prazo, tanto cenários tendenciais (*business as usual*), baseados nos crescimentos esperados da população e da economia dos países, quanto cenários ideais ou desejados, os chamados cenários de baixo carbono, onde a estabilização da concentração de carbono na atmosfera seria conseguida. Nestes cenários de baixo carbono são consideradas estratégias e a implementação de medidas de mitigação em diversos campos. Além das compilações mostradas no IPCC-WGIII (2007), alguns outros estudos exemplificam bem estes cenários, como, por exemplo: “*Stabilization Wedges Solving The Climate Problem for The Next 50 Years With Current Technologies*” de PACALA e SOCOLOW (2004), “*Contraction and Convergence*” do Global Commons Institute (GCI, 2004), “*Two Degrees of Climate Change*” de EDMONDS (2005), “*Advanced Technology Paths to Global Climate Stability Energy for a Greenhouse Planet*” de HOFFERT *et al.* (2002), “*The 2°C Scenario – a Sustainable World Energy Perspective*” de KREWITT *et al.* (2007) e, mais recentemente, os estudos da International Energy Agency: “*Energy Technology Prospective*” (IEA, 2008a) e “*How the Energy Sector Can Deliver on a Climate Agreement*” (IEA, 2009a), dentre outros.

O trabalho de PACALA e SOCOLOW (2004) foi um dos que ganhou maior notoriedade. Os autores criaram sete cunhas ou estratos de abatimento de acordo com grupos de tecnologias ou de medidas de mitigação específicas (vide Figura 1). A implementação de tais medidas resultaria em cunhas de 7 GtC cada, que possibilitariam

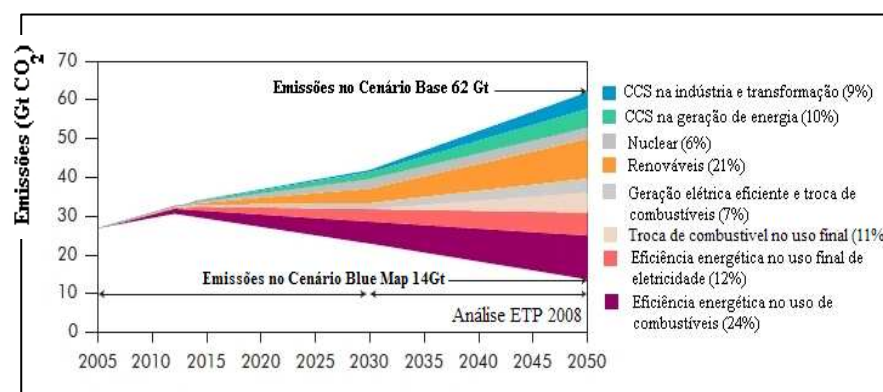
ter um congelamento das emissões nos níveis de 2004 (7GtC/ano) durante 50 anos, resultando em uma concentração de CO₂ da ordem de 470 ppm. Estas cunhas de Pacala e Socolow seriam preenchidas através de medidas de eficiência energética na geração e uso de energia em geral, substituição de combustíveis fósseis de alta concentração de carbono, emprego de fontes renováveis para a geração elétrica e no setor de transporte, preservação de florestas e solos, novos processos na agricultura, captura e armazenagem de carbono e fissão nuclear.



Fonte: PACALA e SOCOLOW (2004).

Figura 1 - Sete cunhas de Pacala e Socolow para a mitigação das emissões de carbono entre 2004-2054

A International Energy Agency (IEA, 2008a) produziu uma versão semelhante, baseada em projeções do World Energy Outlook de 2007, para uma estabilização da concentração de CO₂ em 450 ppm. Neste estudo as cunhas têm áreas distintas, como também o cenário em 2050 teria um nível de emissão abaixo do padrão atual (em 2010), conforme ilustrado na Figura 2.



Fonte: IEA (2008a).

Figura 2 - Cenário de baixo carbono do World Energy Outlook para estabilização das emissões de CO₂ em 450 ppm

No plano internacional existem também estudos com uma abordagem setorial, voltados para segmentos intensivos em combustíveis fósseis. Para o segmento industrial, por exemplo, que representa 36% das emissões globais de CO₂, segundo a IEA (2009a), podem ser citados os trabalhos de: WORREL *et al.* (2009), VANTTENFALL (2007), IEA (2007) e PHYLIPSEN *et al.* (2002).

Para o Brasil foram desenvolvidos alguns estudos assemelhados a estes internacionais que contemplam vários segmentos emissores. Podem ser destacados: “Caminhos para uma Economia de Baixa Emissão de Carbono no Brasil” (MCKINSEY, 2009), “*Development First: Linking Energy and Emissions Policies with Sustainable Development for Brazil*” (LA ROVERE *et al.*, 2007), “*Greenhouse Gas Mitigation in China, Brazil, and Mexico: Recent Efforts and Implications*” (CCAP, 2007a), “*Climate Change Mitigation in Developing Countries: Brazil, China, India, Mexico, South Africa, and Turkey*” (CHANDLER *et al.*, 2007), “*Brazil: Greenhouse Gas Mitigation in Brazil: Scenarios and Opportunities Through 2025*” (LA ROVERE *et al.*, 2006), “*Brazilian Energy Policies Side-effects on CO₂ Emissions Reduction*” (SZKLO *et al.*, 2005). Com um enfoque mais setorial podem ser mencionados: na área de geração de energia elétrica - WWF (2006), PACCA (2003), LA ROVERE e AMERICANO (2002); no setor de transporte - RIBEIRO e ROSA (1998) e NOGUEIRA (2009); na área de refino de petróleo e *Gas To Liquid* - GOMES *et al.* (2009) e CASTELO BRANCO *et al.* (2010); para floresta amazônica e desmatamento - DEFRIES *et al.* (2002), FEARNSIDE (2004) e MMA (2009); e em municípios - DUBEUX (2007). De um modo geral, estes estudos concluem que o Brasil apresenta potencial para contribuir com o esforço coletivo em prol da mitigação das emissões globais de GEE.

Entretanto, enquanto no mundo as principais medidas de mitigação recaem sobre os setores de geração e uso de energia (IEA, 2009a), no Brasil o maior potencial se dá no segmento de uso do solo e florestas, de acordo com o segundo inventário preliminar das emissões antrópicas brasileiras (MCT, 2009a) e o relatório específico sobre o tema produzido recentemente pelo Ministério de Meio Ambiente (MMA, 2009) (conforme será comentado adiante no Capítulo 2). Esse fato atrai maior atenção para questão da agropecuária e florestas, mas não tira a importância dos segmentos intensivos no uso de combustíveis fósseis, em particular o industrial e o de transporte. Estes dois segmentos são merecedores de tratamento mais cuidadoso em particular por duas razões principais. Em primeiro lugar porque apresentam valores absolutos de emissões que podem ser

considerados bastante elevados, comparáveis aos padrões internacionais (IEA, 2009b, MCT, 2009a). Pode-se mencionar que as emissões no setor industrial no Brasil, somente pela queima de combustíveis, atingiram cerca de 143 milhões tCO₂ em 2007, segundo estimativas próprias, ou seja, cerca de 1/3 das emissões totais de CO₂, se excluídas aquelas advindas do desmatamento e uso do solo. A segunda razão importante decorre do fato de existirem inúmeras opções tecnológicas de abatimento com economicidade atraente, notadamente no setor industrial, de acordo com estudos anteriores de WORREL *et al.* (2009), MCKINSEY (2009), IPCC-WGIII (2007), IEA (2008a) e LA ROVERE *et al.* (2006). Neste setor, não são raros os casos de se ter custos de abatimento negativos em diversas situações, isto é, ganhos econômicos que superam investimentos por tonelada de CO₂ abatido, afora outros ganhos indiretos por aumento de produtividade, redução da poluição local, dentre outros aspectos (WORREL *et al.*, 2009 e 2003, ÜRGE-VORSATZ e METZ, 2009).

Uma compilação realizada por ERICKSON *et al.* (2009) para o Stockholm Environmental Institute – SEI, com base em trabalhos anteriores para o Brasil, confirma um potencial apreciável de abatimento de emissões a ser explorado em qualquer uma das áreas apontadas anteriormente, mesmo o país dispondo de uma matriz energética extremamente limpa devido ao emprego de hidroeletricidade e de bioenergia (BRASIL, 2008a).

No caso do setor industrial, em particular, há uma grande diversidade de processos de produção, que abrem inúmeras possibilidades técnicas para a implementação de medidas de redução do consumo de energia e de emissões, especialmente através de projetos de eficiência energética e pelo emprego de fontes energéticas renováveis. Os estudos específicos mais importantes para este setor no Brasil foram realizados por MCKINSEY (2009) e LA ROVERE *et al.* (2006). Ambos indicam potenciais de redução de emissões para o médio/longo prazo para alguns sub-setores e estimam custos de abatimento. Embora estes trabalhos sejam muito ricos, e sirvam de ponto de partida para a discussão e a análise das medidas de mitigação no setor, possivelmente não puderam se aprofundar em certos detalhes pela grande variedade e complexidade de setores, além do amplo leque de possibilidades técnicas de medidas de mitigação, afora as dificuldades naturais na obtenção de dados para processar estimativas de investimentos, custos e outros. Dessa forma, MCKINSEY (2009) generaliza em certa medida algumas opções tecnológicas de mitigação (por exemplo, para eficiência energética, medidas na siderurgia etc), como também concentra um potencial bastante

elevado de mitigação em medidas de captura e armazenagem de carbono até 2030 (o que parece ser improvável, conforme será tratado no Capítulo 9.2). De outro lado, LA ROVERE *et al.* (2006) restringem o estudo somente a três sub-setores – siderurgia, cimento, e papel e celulose, além do leque de possibilidades técnicas e a quantificação das emissões evitáveis estarem limitados por dificuldades assemelhadas ao caso anterior. Aparentemente em nenhum dos dois estudos as emissões provenientes do emprego de biomassas extraídas de matas e florestas nativas estão contempladas, em particular na siderurgia e no setor de minerais não-metálicos, onde o consumo destas é bastante intenso (AMS, 2008). Além destes pontos, a definição de algumas premissas pode ser mostrar bastante complexa e difícil, como, por exemplo, no caso de se estimar a evolução de rotas de produção de aço (carvão vegetal x coque mineral x aciaria elétrica), cujo processo deve depender de uma série de fatores.

Existem ainda outros estudos voltados para a indústria, mas que investigam somente alguns segmentos específicos, como também não desenvolvem projeções de cenários. Alguns destes foram realizados por SOARES (1998) para o setor cimenteiro, BASTOS (2004) para o setor de papel e celulose, COSTA (2002) e BONEZZI (2005) para o setor siderúrgico, dentre outros. Vale acrescentar que os estudos voltados para o uso de energia no setor industrial para o Brasil, avaliando potenciais de economia de energia, além de raros, são bastante antigos, como, por exemplo: FERNANDES (1988), IPT (1992), OLIVEIRA *et al.* (1994) e HENRIQUES JR. (1995). O Balanço de Energia Útil – BEU do MME (2005), para estudos de eficiência energética, constitui uma boa base para algumas análises, mas falha em algumas generalizações.

Portanto, percebe-se uma lacuna significativa nas avaliações do potencial de mitigação existente no setor industrial como um todo, incluindo a questão econômica (custo de abatimento) setor a setor, considerando um leque mais amplo de possibilidades tecnológicas num cenário de longo prazo. Uma investigação mais detalhada poderia incluir desde medidas mais simples de conservação de energia, às possibilidades mais complexas e caras afetas a mudanças radicais de processos, especialmente a partir do médio prazo. Em suma, tem-se um quadro que justifica um estudo mais aprofundado, ou seja:

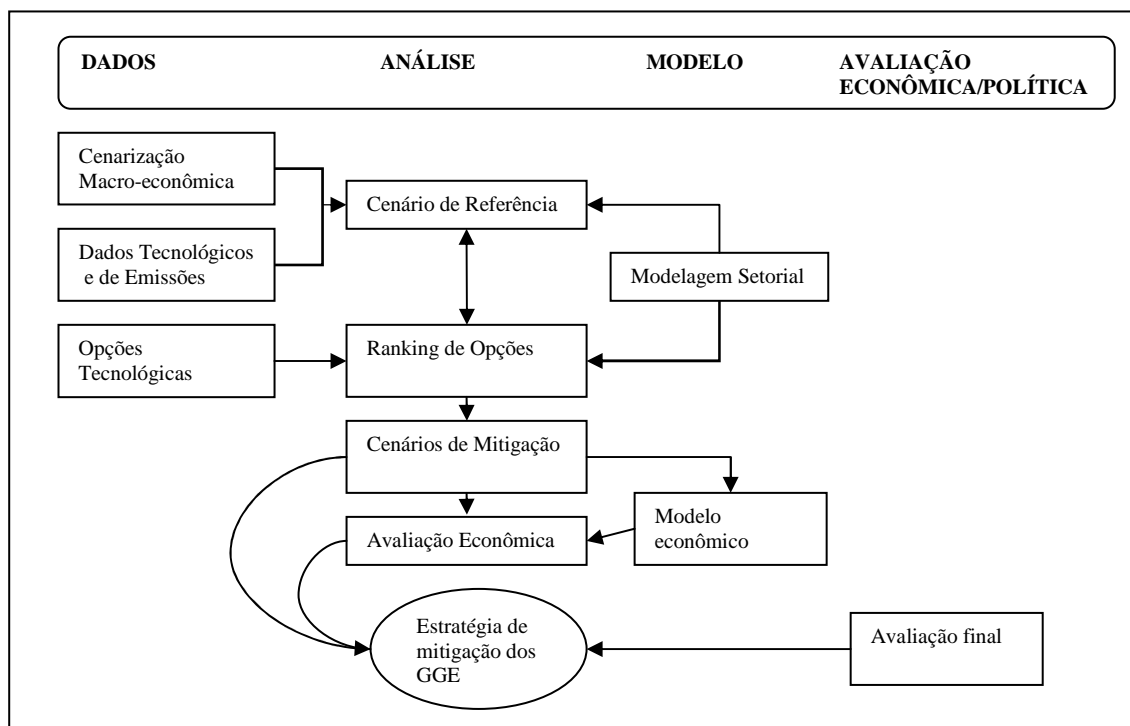
- o Brasil precisa combater as emissões de gases que causam o aquecimento global,
- o setor industrial tem um papel importante no país e há indicações de um elevado potencial de mitigação existente,

- o potencial de mitigação versus custos de abatimento diante de variações de preço de energéticos, taxas e custos de oportunidade, dentre outros, precisa ser modelado,
- a exemplo de outros países (WORREL *et al.*, 2009, DYER *et al.*, 2008, IEA, 2007), devem existir barreiras à implementação de medidas, que precisariam ser analisadas.
- faz-se importante discutir políticas públicas de modo a facilitar a penetração de medidas de mitigação de um modo geral.

Assim, neste contexto, o presente estudo foi concebido. Tem por objetivo identificar o potencial de redução das emissões de CO₂ advindas do uso de combustíveis no setor industrial brasileiro, percorrendo vários tipos de medidas de mitigação, avaliando seus custos, e projetando um cenário de baixo carbono para o longo prazo. Discute também as principais políticas necessárias superar barreiras e dificuldades existentes. O cenário de baixo carbono está projetado prioritariamente para o 2030, embora tenha sido feita uma extensão para o ano de 2050, apesar de seu caráter bastante especulativo. A análise das possibilidades de mitigação considerou um detalhamento de diversas opções tecnológicas e seus potenciais de mitigação, aplicadas a vários sub-setores industriais. Para tal, o estudo exigiu o desenvolvimento um modelo paramétrico próprio que viesse auxiliar a avaliação do potencial técnico-econômico para a redução das emissões dos GEE.

Os segmentos específicos da indústria brasileira analisados em detalhe são aqueles da classificação do Balanço Energético Nacional – BEN (BRASIL, 2008a), acrescidos do setor de refino de petróleo (que no caso do BEN é enquadrado no setor de energia).

O roteiro metodológico geral do desenvolvimento do estudo seguiu quatro grandes fases: i) coleta de dados, ii) análise geral técnica e econômica, iii) modelagem, e iv) análise final dos aspectos econômicos e políticos, conforme ilustrado na Figura 3.



Fonte: Adaptado de HALSNAES *et al.* (1998).

Figura 3 - Roteiro geral do desenvolvimento metodológico

A apresentação do estudo está estruturada em 11 capítulos, cobrindo os blocos do roteiro metodológico geral.

No Capítulo 2 faz-se um panorama geral da emissões dos GEE no Brasil, situando-as no contexto internacional. Faz-se um destaque do papel das emissões atuais no setor industrial, e é apresentada uma breve projeção para o longo prazo de acordo com outros estudos.

O Capítulo 3 busca descrever a evolução do setor industrial no Brasil, fazendo uma retrospectiva do crescimento econômico e do consumo de energia como um todo, diante de fases e políticas nas últimas décadas. A descrição que se faz permite perceber a dimensão do setor e sua importância no país, tanto em termos de produção econômica, quanto na demanda de energia.

No Capítulo 4 é apresentada uma caracterização mais detalhada dos principais setores da indústria. São descritos os processos produtivos, apresentados dados de produção, consumo de energia, consumos específicos de energia, e outras particularidades importantes que têm relação com as emissões de CO₂.

O Capítulo 5 trata das opções tecnológicas de mitigação, fazendo-se inicialmente uma descrição conceitual de cada uma delas. As medidas tecnológicas foram agrupadas em seis blocos, a saber: eficiência energética; reciclagem e economia de materiais;

substituição inter-energéticos, cuja ênfase foi no maior uso de gás natural; uso de fontes renováveis, contemplando o emprego de biomassas e de energia solar; eliminação de biomassas não-renováveis, isto é, aquelas originadas de desmatamentos; e, por último, cogeração de energia. O bloco de eficiência energética está sub-dividido em quatro outras categorias – melhoria de combustão, recuperação de calor de processos, novos processos e outras medidas, sendo novamente o item recuperação de calor apresentado em três outros sub-níveis (recuperação de vapor, de fornos e integração de processos). Alguns dos conceitos apresentados neste Capítulo 5 serviram de base para os desenvolvimentos posteriores.

No Capítulo 6 é apresentada a metodologia para a quantificação do potencial de mitigação das emissões de CO₂ para cada uma das opções tecnológicas indicadas anteriormente. Detalha as abordagens para o cálculo do potencial bruto e do potencial ajustado de mitigação, aplicadas tanto num corte por medidas de mitigação quanto por sub-setores industriais.

No Capítulo 7 estão desenvolvidos os cenários de emissões, de referência e de baixo carbono, para o corte temporal central do presente estudo – o ano de 2030. A razão de se escolher aquele ano visou estabelecer uma correlação com outros estudos recentes, em particular com o cenário projetado de uso de energia e de emissões do Plano Nacional de Energia – PNE 2030, elaborado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (BRASIL, 2007a) (que foi tomado como um cenário de referência). Neste capítulo é definido também o chamado índice de renovabilidade para as biomassas de uso industrial, e que serviu de base para os cálculos subseqüentes de emissões das biomassas não-renováveis, ou seja, de desmatamentos. O cenário de baixo carbono projetado é apresentado tanto num corte por tipo de medidas tecnológicas, como também numa abordagem por sub-setores específicos, considerando potenciais brutos de abatimento e potenciais ajustados ou combinados, isto é, aqueles onde as medidas de mitigação são implementadas em conjunto ou simultaneamente.

O Capítulo 8 consolida toda a modelagem desenvolvida e apresenta a avaliação econômica da implementação das medidas de mitigação para o período entre 2010 e 2030. Inicialmente são estimados os investimentos necessários, as economias a serem obtidas, e são quantificados alguns indicadores econômicos, tais como taxa interna de retorno e o custo marginal de abatimento das emissões de CO₂. São também calculados os preços do carbono para garantir uma atratividade econômica do ponto de vista das

empresas (*break-even point*), além de uma análise de sensibilidade dos resultados encontrados.

No Capítulo 9 faz-se uma extensão do cenário de baixo carbono para o ano de 2050. Nesta simulação considera-se uma aceleração da penetração de medidas de eficiência energética, do emprego de biomassas em substituição de fontes fósseis, e da cogeração de energia. Neste Capítulo considera-se a implementação mais efetiva de novas tecnologias, inclusive da tecnologia de captura e armazenagem de carbono (*CCS*). São projetadas as emissões a serem evitadas no período de 2010 até 2050 e seus custos. Num dos exercícios elaborados, faz-se também uma breve projeção da economia de energia elétrica nos processos industriais, com o objetivo somente de situar os resultados desta medida específica no resultado global encontrado para o setor.

O Capítulo 10, diante de todos os resultados encontrados, trata de discutir as políticas necessárias para a implementação das medidas de mitigação, tendo como pano de fundo que o setor industrial deverá seguir crescendo, mantendo-se competitivo e menos intensivo em carbono. São avaliadas as barreiras existentes e as necessidades de incentivos, planos e de políticas específicas para cada tipo de medida de mitigação examinada anteriormente.

Finalmente, no Capítulo 11, são realizados comentários finais, indicando as principais conclusões, recomendações mais gerais de caráter político, e sugestões de trabalhos futuros de forma a complementar o presente estudo.

2 PANORAMA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (GEE) NO BRASIL E CONTRIBUIÇÃO DO SETOR INDUSTRIAL

2.1 Emissões de gases de efeito estufa do Brasil no contexto internacional

No mundo, em 2004, foram emitidas entre 25,3 e 27,5 GtCO₂ por ano pelo uso de combustíveis fósseis, e aproximadamente mais 5,9 GtCO₂/ano pelo uso de solos e florestas, segundo o Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC-WGIII, 2007). Com relação aos combustíveis fósseis, os EUA lideram o *ranking* das emissões com 6,0 GtCO₂/ano (em 2004), seguidos de perto pela China com 5,0 GtCO₂/ano (UNDP, 2007), o que faz com que estes dois países representem 40% do total das emissões mundiais de CO₂.

Embora os EUA e os países desenvolvidos sejam responsáveis pela maior parte das emissões globais atuais, a contribuição dos países em desenvolvimento vem aumentando progressivamente, e já alcança cerca de 42,5% das emissões totais advindas da queima de combustíveis fósseis, conforme mostrado na Tabela 1. Dentre esses países em desenvolvimento, podem ser destacadas as emissões da China, que já representam 17,3% das emissões totais, devendo ultrapassar as dos EUA em poucos anos. Em seguida estão as emissões da Índia (1,3 GtCO₂/ano), Coreia do Sul (0,5 GtCO₂/ano), Indonésia (0,4Gt CO₂/ano) e Brasil (0,3 GtCO₂/ano) (UNDP, 2007).

Tabela 1 – Emissões de CO₂ derivadas do consumo de combustíveis fósseis e da produção de cimento em países selecionados e blocos (MtCO₂/ano)

País / Bloco	Emissões em 1990	Participação percentual (%)	Emissões em 2004	Participação percentual (%)
Japão	1.070,7	4,7	1.257,2	4,3
França	363,8	1,6	373,5	1,3
EUA	4.818,3	21,2	6.045,8	20,9
Alemanha	980,4	4,3	808,3	2,8
China	2.398,9	10,6	5.007,1	17,3
Índia	681,7	3,0	1.342,1	4,6
Brasil	209,5	0,9	331,6	1,1
Países em desenvolvimento	6.831,1	30,1	12.303,3	42,5
Europa central, oriental e CEI	4.182,0	18,4	3.168,0	10,9
OCDE	11.205,2	49,4	13.318,6	46,0
Mundo	22.702,5	100,0	28.982,7	100,0

* base 2004

Fonte: UNDP (2007).

Embora em valor absoluto as emissões brasileiras referentes ao uso de combustíveis fósseis não sejam desprezíveis, o país pode ser considerado um baixo emissor do ponto de vista dos indicadores sócio-econômicos. Isto deriva dos índices mostrados na Tabela 2, onde o Brasil apresenta níveis muito baixos de “intensidade de carbono na matriz energética”, de “intensidade de carbono na economia (PIB)” e ainda de “intensidade de carbono per capita”, visto que a matriz energética nacional conta com forte participação da energia hidráulica na geração elétrica e de bioenergia no setor de transporte (etanol) e em parte do setor industrial (bagaço de cana e carvão vegetal) (BRASIL, 2008a). Esta matriz de baixa intensidade em carbono fóssil faz com que os índices brasileiros se situem em patamares bem abaixo das médias mundiais e também abaixo das médias de países em desenvolvimento. Há somente algumas poucas exceções. Uma delas com relação ao “índice tCO₂/capita”, cujo valor para a Índia é ainda mais baixo que o valor brasileiro, devido à sua grande população. Outras exceções por conta do índice “intensidade de carbono/petróleo equivalente”, cujo valor para a França é menor, devido à forte participação da energia nuclear neste país (42,6% da energia primária), Islândia (uso de energia geotérmica) e Suécia (energia hidráulica), por exemplo (UNDP, 2007).

Na Tabela 2 podem ser destacados também os índices muito elevados da China (exceto o “indicador tCO₂/capita”), devido ao uso muito intenso de carvão em sua matriz de energia primária (63,2% em 2005).

Tabela 2 – Indicadores de emissões de CO₂ provenientes do consumo de energia para países diversos e blocos – base 2004

País / Bloco	Intensidade de carbono (ktCO ₂ /kt petróleo eq.)	tCO ₂ / capita	Intensidade de carbono/PIB (ktCO ₂ /milhão US\$ PPC 2000)
Japão	2,36	9,9	0,36
França	1,36	6,0	0,23
EUA	2,60	20,6	0,56
Alemanha	2,32	9,8	0,38
China	3,11	3,8	0,70
Índia	2,34	1,2	0,44
Brasil	1,62	1,8	0,24
Países em desenvolvimento	2,59	2,4	0,56
Europa central, oriental e CEI	2,51	7,9	0,97
OCDE	2,42	11,5	0,45
Mundo	2,63	4,5	0,55

Nota: US\$ PPC - paridade de compra.

Fonte: UNDP (2007).

As emissões até aqui apresentadas estão, portanto, atreladas à matriz de produção e uso de energia dos países, de acordo com a Tabela 3. Países com forte participação de fontes renováveis (hidráulica, eólica e biomassa) e energia nuclear são aqueles com baixas emissões. De outro lado, aqueles com uso intenso de carvão têm emissões absolutas mais elevadas. Brasil e França de fato possuem matrizes energéticas bem distintas dos demais países indicados.

Tabela 3 – Matriz de energia primária de países selecionados e blocos – participação percentual – base 2005

País / Bloco	Produção anual total de energia primária (10 ⁶ tep)	Carvão (%)	Petróleo (%)	Gás natural (%)	Hidráulica, solar, eólica e geotérmica (%)	Biomassa e desperdício (%)	Nuclear (%)
Japão	530,5	21,1	47,4	13,3	2,0	1,2	15,0
França	276,0	5,2	33,1	14,9	1,7	4,3	42,6
EUA	2.340,3	23,7	40,7	21,8	1,5	3,2	9,0
Alemanha	344,7	23,7	35,5	23,4	1,3	3,5	12,3
China	1.717,2	63,3	18,5	2,3	2,0	13,0	0,8
Índia	537,3	38,7	23,9	5,4	1,7	29,4	0,8
Brasil	209,5	6,5	42,2	8,0	13,9	26,5	1,2

Fonte: UNDP (2007).

A situação brasileira perante as emissões globais, no entanto, não é tão confortável como possa parecer. Embora sua matriz energética seja amplamente limpa em relação à maior parte dos países, há uma quantidade surpreendentemente elevada de CO₂ emitido da biomassa de florestas (mudanças e uso do solo) (Tabela 4). Neste quesito, o Brasil é superado somente pela Indonésia que emitiu mais de 2 bilhões de toneladas de CO₂ por ano entre 1990 e 2005. Segundo o UNDP (2007), emissões advindas da biomassa florestal são típicas de países muito pobres, geralmente de IDH (índice de desenvolvimento humano) baixo e médio.

Tabela 4 – Emissões líquidas ou armazenamento devido a alterações do estoque de carbono da biomassa florestal – base 2005

País / Bloco	Emissões de CO ₂ da biomassa florestal (MtCO ₂ /ano) ^a 1990-2005	Estoques de carbono (Mt carbono) - em 2005 ^b
Japão	-118,5	1.892,0
França	-44,2	1.165,0
EUA	-499,5	18.964,0
Alemanha	-74,9	1.303,0
China	-334,9	6.096,0
Índia	-40,8	2.343,0
Indonésia	2.271,5	5.897,0
Brasil	1.111,4	49.335,0
Países em desenvolvimento	5.091,5	190.359,7
Europa central, oriental e CEI	-165,9	37.592,0
OCDE	-999,7	59.959,6
Mundo (emissões líquidas)	4.038,1	282.650,1

^a Um valor positivo sugere emissões de carbono, enquanto que um valor negativo representa armazenamento de carbono.

^b Refere-se apenas a biomassas vivas – acima e abaixo do solo. O carbono na forma de lenha, solo e lixo não estão incluídos.

Fonte: UNDP (2007).

Assim sendo, o Brasil figura entre os principais países emissores de CO₂. Se somadas as emissões advindas da queima de combustíveis fósseis e aquelas originadas pela biomassa florestal, as emissões totais brasileiras atingiram cerca de 1.443,0 MtCO₂/ano em 2004, situando o Brasil em quinto lugar no ranking mundial, atrás dos EUA com um total de 5.546,3 tCO₂ líquidas/ano, China com 4.672 tCO₂/ano, Indonésia com 2.649,5 tCO₂/ano e Rússia com 1.595,9 tCO₂/ano. As emissões brasileiras superam as da Índia levemente.⁵ No próximo Capítulo 2.2 as emissões no Brasil são detalhadas por setor emissor e por tipo de gás de efeito estufa.

2.2 Emissões brasileiras em detalhe e o papel do setor industrial

Os inventários das emissões de gases de efeito estufa (GEE) para o Brasil estão apresentados em três documentos principais - a Comunicação Nacional Inicial, realizada

⁵ Levantamento do CAIT database (WRI, 2009), com base em 2005, já apontam o Brasil como o quarto país emissor de CO₂ com 2.179,8 milhões tCO₂, atrás de EUA (5.742,1 MtCO₂), China (5.545,1 MtCO₂) e EU-27 (4.102,5 MtCO₂).

pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT, 2004); o trabalho coordenado por Alvin (2007), que trata das emissões relacionadas à produção, transformação e uso da energia entre 1970 e 2005; e, mais recentemente, o novo inventário das emissões, ainda na sua versão preliminar, também elaborado pelo MCT (2009a), e que resultará na Segunda Comunicação Nacional a ser lançada até 2011. O trabalho de ALVIN (2007a), onde é discutida a evolução das emissões dentro de cada sub-setor industrial específico, está apresentado no Capítulo 7 adiante.

As Comunicações Nacionais se inserem dentre os compromissos assumidos pelo Brasil perante à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, que incluem o desenvolvimento e atualização periódica de inventários nacionais das emissões antrópicas por fontes e das remoções por sumidouros dos gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal, além de fornecer uma descrição geral das providências para implementar a Convenção.

Na Comunicação Nacional Inicial, o Brasil apresentou as circunstâncias nacionais, o inventário propriamente dito das emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa para os anos de 1990 e 1994, e a descrição das providências previstas ou tomadas para a implementação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima no Brasil até o ano de 2000. Os gases inventariados foram: o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O), os hidrofluorcarbonos (HFC), os perfluorcarbonos (PFC) e o hexafluoreto de enxofre (SF_6). Neste inventário também estão estimadas as emissões dos chamados gases de efeito estufa indireto, como os óxidos de nitrogênio (NO_x), o monóxido de carbono (CO) e outros compostos orgânicos voláteis não-metânicos (NMVOCs). Estes gases foram estimados segundo as fontes de emissões, chamadas de setores, a saber: energia, processos industriais, agricultura, mudança no uso da terra e florestas, e tratamento de resíduos.

A Segunda Comunicação Nacional teve a versão preliminar do inventário dos gases de efeito estufa lançada em novembro de 2009 (MCT, 2009a), e inclui mais dois anos – 2000 e 2005. De acordo com este documento, em 2005, as emissões antrópicas de GEE no Brasil foram: 1.574.562 Gg de CO_2 ; 18.664 Gg de CH_4 ; 728 Gg de N_2O ; e 2.664 Gg de gases fluorcarbonos e hexafluoreto de enxofre. Entre os anos de 2005 a 1990, as emissões totais dos principais gases, ou seja, de CO_2 , CH_4 e N_2O , aumentaram respectivamente em 69%, 45% e 48%.

2.2.1 Emissões de dióxido de carbono – CO₂

A principal fonte de emissão de CO₂ nos países desenvolvidos geralmente se dá pelo uso de combustíveis fósseis para fins energéticos, seguido dos processos industriais de produção de cimento, cal, barrilha, amônia e alumínio, bem como a incineração de lixo. No Brasil, esta situação é diferente. De acordo com o novo Inventário das Emissões Nacionais (MCT, 2009a), conforme apresentado na Tabela 5, a maior parcela das emissões estimadas de CO₂ provém da “mudança no uso da terra e florestas”, representando 76,3% do total (1.202.134 GgCO₂ em 2005), seguido do setor “energético”, com 22,0% (346.990 GgCO₂).

Tabela 5 – Emissões de CO₂ por setores em 1990, 1994, 2000 e 2005

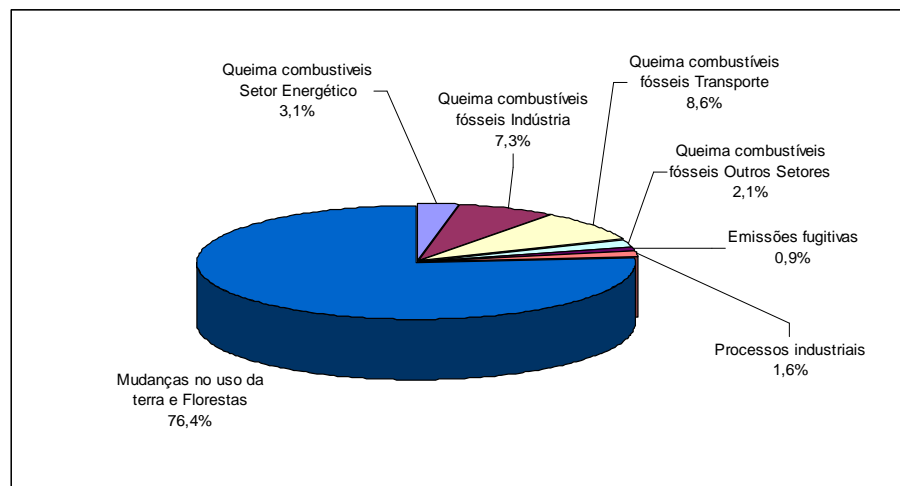
Setor	1990	1994	2000	2005	Variação 1990/2005	Part. 1990	Part. 2005
	(Gg) ¹				(%)		
Energia	203217	245672	316451	346990	71	21,8	22,0
Queima de Combustíveis Fósseis	195766	238097	305889	333077	70	21,0	21,2
Subsetor Energético	22176	30643	40861	48454	119	2,4	3,1
Subsetor Industrial	64903	81913	105466	114620	77	7,0	7,3
Indústria Siderúrgica	26441	38253	40618	46418	76	2,8	2,9
Indústria Química	8610	9099	14056	14746	71	0,9	0,9
Outras Indústrias	29853	34560	50792	53456	79	3,2	3,4
Subsetor Transporte	82235	94256	124197	136155	66	8,8	8,6
Transporte Aéreo	5824	6210	9424	7689	32	0,6	0,5
Transporte Rodoviário	71339	83224	110604	123175	73	7,7	7,8
Outros Meios de Transporte	5072	4821	4169	5291	4	0,5	0,3
Subsetor Residencial	13817	15212	17015	15429	12	1,5	1,0
Subsetor Agricultura	10052	12527	14051	14808	47	1,1	0,9
Outros Setores	2584	3546	4300	3611	40	0,3	0,2
Emissões Fugitivas	7451	7575	10562	13913	87	0,8	0,9
Mineração de Carvão	1654	1355	1581	1792	8	0,2	0,1
Extração e Transporte de Petróleo e Gás Natural	5797	6220	8981	12121	109	0,6	0,8
Processos Industriais	19456	19038	26235	25438	31	2,1	1,6
Produção de Cimento	11062	10086	16047	14349	30	1,2	0,9
Produção de Cal	3688	4098	5008	5356	45	0,4	0,3
Produção de Amônia	1683	1689	1663	1922	14	0,2	0,1
Produção de Alumínio	1184	1502	1604	1846	56	0,1	0,1
Outras Indústrias	1840	1663	1913	1966	7	0,2	0,1
Mudança no Uso da Terra e Florestas	709073	747785	1183081	1202134	70	76,1	76,3
Mudança no Uso da Terra	703969	738794	1174363	1194659	70	75,6	75,9
Bioma Amazônia	410069	444893	694028	714324	74	44,0	45,4
Bioma Cerrado	188679	188679	379239	379239	101	20,3	24,1
Outros Biomas	105221	105221	101097	101097	-4	11,3	6,4
Aplicação de Calcário nos solos	5103	8991	8717	7474	46	0,5	0,5
TOTAL	931746	1012496	1525767	1574562	69	100,0	100,0

(1) 1 Gt = 1.000 toneladas

Fonte: MCT (2009a).

No setor “energia”, a participação mais importante ocorre pelo emprego de combustíveis fósseis no sub-setor de transporte (8,6% do total de CO₂ emitido ou 39,2% do total do bloco “energia”), seguido do setor industrial (7,3% do total de CO₂ emitido

ou 33,0% do bloco “energia”), conforme ilustrado na Figura 4. O setor de “transporte” e o setor da “indústria”, juntos, representam 72% das emissões brasileiras de CO₂ pelo uso de combustíveis fósseis, com base em 2005.



Fonte: MCT (2009a).

Figura 4 - Emissões de CO₂ por setor (base 2005)

2.2.2 Emissões de metano – CH₄

As emissões de metano resultam de atividades de aterros sanitários, tratamento de esgotos, sistemas de produção e processamento de petróleo e gás natural, atividades agrícolas, mineração de carvão, queima de combustíveis fósseis, conversão de florestas por outros usos, bem como de alguns processos industriais.

No Brasil, o setor principal responsável pelas emissões de metano é o “agropecuário”, com emissões estimadas em 2005 em torno de 70,5% (13.158 Gg) (MCT, 2009a). Neste segmento a principal fonte emissora é a fermentação entérica (eructação) do rebanho de ruminantes, cujo valor atinge 11.659 Gg de CH₄, equivalente a 97% do total de emissões desse gás no setor. Os 3% restantes resultam do manejo de dejetos de animais, da cultura de arroz irrigado e da queima de resíduos agrícolas.

Demais setores pela ordem em termos de emissões são: “mudanças no uso da terra e florestas” (15,2%), “tratamento de resíduos” (11,3%) e “energia” (2,9%). Neste último, as emissões de CH₄ ocorrem devido à queima imperfeita de combustíveis, às emissões fugitivas de metano durante os processos de produção e transporte de gás natural, e na mineração de carvão.

2.2.3 Emissões de óxido nitroso - N₂O

As emissões de óxido nitroso são resultado de práticas agrícolas, processos industriais, queima de combustíveis fósseis, conversão de florestas para outros usos e tratamento de resíduos (esgoto doméstico). No Brasil 90,6% das emissões de N₂O provém das atividades da “agropecuária”, seja por disposição de dejetos de animais em pastagem, seja, em menor escala, pela aplicação de fertilizantes em solos agrícolas (MCT, 2009a).

As emissões de N₂O no setor “energia”, em razão da queima imperfeita de combustíveis, representaram 1,6% (11,5 Gg) das emissões totais de N₂O em 2005.

No setor “processos industriais” estas emissões ocorrem durante o processo produtivo do ácido nítrico e ácido adípico, mas representaram apenas 3,1% das emissões totais de N₂O em 2005. Já no setor “tratamento de resíduos”, as emissões desse gás se dão durante o processo de tratamento de esgoto doméstico, mas sua contribuição para as emissões totais de N₂O é pequena, de apenas 2,0% em 2005. Por fim, no setor “mudança no uso da terra e florestas” as emissões de N₂O acontecem pela queima da biomassa nas áreas de desflorestamento, e representaram 2,7% do total.

2.2.4 Emissões totais de gases de efeito estufa

Na Comunicação Inicial do Brasil sobre os GEE (MCT, 2004), as emissões totais dos GEE não foram contabilizadas considerando as quantidades equivalentes de CO₂, empregando-se os potenciais de aquecimento global (*global warming potentials* - *GWP*) para um determinado horizonte de tempo. Há uma controvérsia científica neste aspecto, como também na Comunicação Nacional alegava-se uma dificuldade metodológica para a quantificação dos gases emitidos pelo uso da terra e florestas para o caso brasileiro, além da carência de uma base de dados de melhor qualidade.

O *GWP* baseia-se na importância relativa dos GEE em relação ao dióxido de carbono, na produção de uma quantidade de energia por área unitária durante vários anos após um impulso de emissão. Em outras palavras, é a medida dos impactos médios do forçamento radiativo⁶ de um GEE particular integrado num período de tempo desde

⁶ O forçamento radiativo é uma medida da influência de um fator na alteração do equilíbrio da energia que entra e que sai do sistema Terra-atmosfera e é um índice da importância do fator como possível mecanismo de mudança do clima. O forçamento positivo tende a aquecer a superfície, enquanto o forçamento negativo tende a esfriá-la.

a emissão de uma unidade de massa de um gás em relação ao gás de referência (o CO₂) (IPCC, 1996).

Já no novo inventário preliminar do MCT (2009a), embora permaneçam os argumentos técnicos apontando dificuldades para proceder análises das emissões totais dos GEE empregando o *GWP*, é apresentado um quadro resumo indicando uma totalização das emissões no Brasil, no valor de 2.196.908 GgCO₂e em 2005. A Tabela 6 a seguir sintetiza os valores computados pelo MCT, onde se percebe que as emissões de CO₂ são as mais significativas (71,7%), acompanhadas do CH₄ com 17,8% das emissões totais. Os gases fluorcarbonados e o SF₆ têm uma contribuição muito baixa (0,2%), apesar do elevado *GWP* destes gases.

Avaliando-se os setores, as emissões no setor de “mudanças no uso da terra e florestas” (onde se o desmatamento está incluído) são as que têm maior contribuição nas emissões totais (57,7%). Estas emissões somadas às advindas das atividades da “agropecuária” resultam em 79,6%. O setor de “energia” (queima de combustíveis fósseis) contribui com 15,7% (vide Figura 5).

Tabela 6 - Emissões por setor e tipo de gases em quantidade de CO₂ equivalente em 2005 – em GgCO₂e

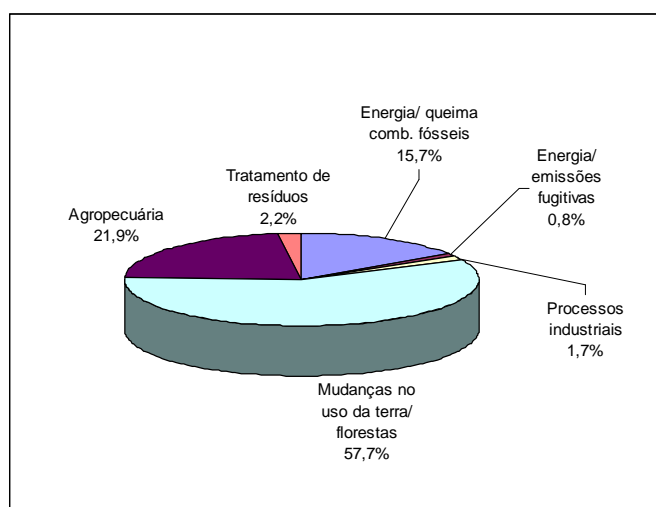
Fonte de Emissão	Emissões CO ₂	Emissões CH ₄	Emissões N ₂ O	Emissões outros gases	Emissões Totais	Participação (%)
Energia/ queima comb. fósseis	333.077	7.329	3.565	0	343.971	15,7
Energia/ emissões fugitivas	13.913	4.137	0	0	18.050	0,8
Processos industriais	25.438	84	7.006	4.598	37.126	1,7
Mudanças no uso da terra/ florestas	1.202.134	59.703	6.045	0	1.267.882	57,7
Agropecuária	0	276.318	204.631	0	480.949	21,9
Tratamento de resíduos	0	44.373	4.557	0	48.930	2,2
Totais	1.574.562	391.944	225.804	4.598	2.196.908	100,0
Representação %	71,7	17,8	10,3	0,2	100,0	

Obs.: os *GWP* empregados são os do SAR (*Second Assessment Report*): metano: 21 e óxido nitroso: 310 (IPCC, 1996).

Fonte: Elaboração própria com base em MCT (2009a).

Considerando as emissões de todos os GEE, o uso de energia no setor “industrial” responde por cerca de 5,4% do total de emissões. Porém, se excluída a parcela das mudanças no “uso da terra e florestas” e “agropecuária”, o setor “industrial” passaria a ser responsável por quase 1/3 das emissões totais. Isso significa que, se o Brasil

conseguir coibir e eliminar as emissões pelo lado da parte do “uso do solo e florestas”, considerando que no setor de “transporte”, outro importante setor emissor, já há o emprego de volumes significativos de combustíveis renováveis (principalmente de etanol), o setor “industrial” passaria a representar um segmento de extrema importância no sentido de mitigar as emissões de GEE. Uma projeção no longo prazo também pode confirmar o papel importante do setor, o que é apresentado brevemente no Capítulo 2.3 seguinte, com base em alguns estudos recentes.



Fonte: Elaboração própria e com base em MCT (2009a).

Figura 5 - Participações percentuais dos setores em 2005 considerando todos os GEE e os GWP.

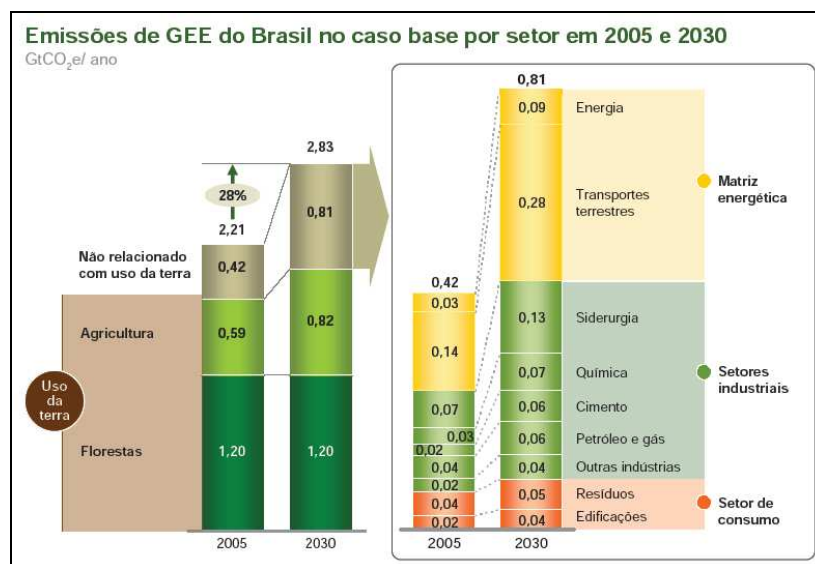
2.3 Perspectivas de emissões futuras de gases de efeito estufa

Nesta Seção, o objetivo é fazer uma breve revisão de algumas projeções recentes elaboradas por terceiros de cenários tendenciais das emissões de GEE no Brasil para o longo prazo. Estas projeções foram desenvolvidas por MCKINSEY (2009) e pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (BRASIL, 2007a).

Conforme visto, três fontes principais de emissões de GEE se destacam e merecem atenção no caso do Brasil - as provenientes do uso do solo e florestas, agricultura e aquelas atreladas ao uso de energia.

MCKINSEY (2009) aborda a questão das emissões de CO₂ de forma mais geral e inclui vários setores da economia. Mostra que as emissões brasileiras poderão evoluir num cenário de referência de 2,21 bilhões de tCO₂e em 2005 para 2,83 bilhões de tCO₂e em 2030 (28% em 25 anos), mantendo fixas, no entanto, as quantidades emitidas pelo

desmatamento florestal ao nível de 2005, ou seja, em 1,20 bilhões de tCO₂e. A Figura 6 ilustra esta situação e traz uma decomposição das emissões atribuídas aos demais setores exceto florestas e agricultura.



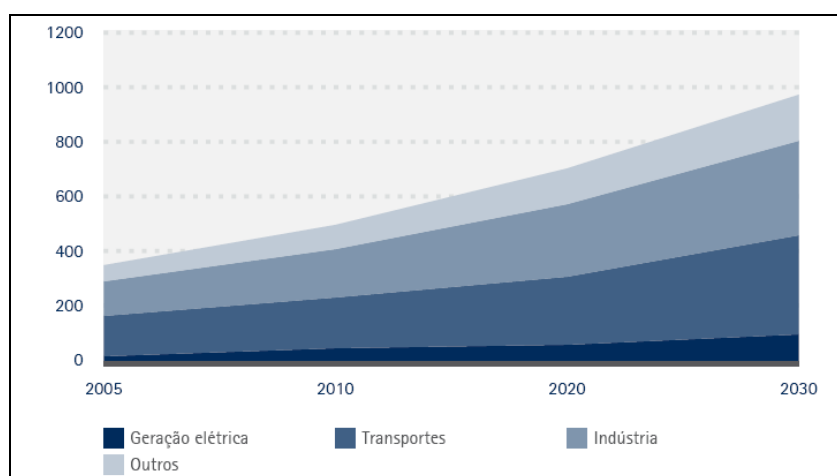
Fonte: MCKINSEY (2009).

Figura 6 - Emissões de GEE no Brasil no cenário de referência por setor em 2005 e 2030 (em GtCO₂e/ano).

A questão do desmatamento e uso da terra que, segundo MCKINSEY (2009), representa perto de 81% das emissões totais em 2005, evidentemente desperta mais atenção. Na projeção para 2030, mesmo congeladas as emissões pelo desmatamento ao nível de 2005, os setores de “florestas” e “agricultura” ainda seriam responsáveis por 71% de emissões brasileiras num cenário de referência. Os demais segmentos emissores de GEE juntos atingiriam 810 milhões tCO₂e em 2030, sendo o setor industrial o principal emissor naquele ano com cerca de 44%.

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030, da Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE (BRASIL, 2007a), faz projeções focando somente a questão energética. Estima que emissões de CO₂ alcançarão aproximadamente 970 milhões de toneladas em 2030, conforme indicado na Figura 7, acompanhando o crescimento do consumo total de energia primária, sob impulso principalmente dos setores de transporte e industrial. Em 2030, estes dois segmentos deverão ser responsáveis por perto de 75% das emissões totais de CO₂ pelo uso de energia, apesar do uso crescente de fontes renováveis (álcool combustível, bagaço de cana, carvão vegetal e outras biomassas). A implantação de

usinas térmicas alimentadas por combustíveis fósseis também é discutida, mas sua participação nas emissões ficaria em somente 10% em 2030 (BRASIL, 2007a).



Fonte: BRASIL (2007a).

Figura 7 - Evolução das emissões de CO₂ (em milhões de toneladas) entre 2005 e 2030

Portanto, considerando o uso de energia, os cenários desenvolvidos indicam um aumento de emissões de carbono em decorrência do crescimento econômico do país, embora dois movimentos devam atenuar essa tendência. O primeiro, devido à maior participação de fontes renováveis no futuro, em particular o álcool combustível, as biomassas sólidas e a energia elétrica de origem hidráulica e, segundo, pelo fato de o setor de serviços, naturalmente menos intensivo em energia fóssil, crescer a taxas mais elevadas que os demais segmentos de maior emissão (como os setores de transporte e indústria) (BRASIL, 2007a).

No Capítulo 7 estão desenvolvidos os cenários próprios utilizados neste estudo para a quantificação do potencial de redução de emissões de CO₂. Para tal, fez-se importante, inicialmente, conhecer a forma pela qual o setor industrial vem evoluído no Brasil, notadamente com relação a eventuais mudanças estruturais e com respeito ao uso de energia, conforme tratado nos Capítulos 3 e 4 a seguir.

3 PANORAMA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA - EVOLUÇÃO E USO DE ENERGIA

3.1 Breve retrospecto da evolução do setor industrial brasileiro

A industrialização brasileira foi iniciada muito tardiamente, no período situado entre as duas grandes guerras. Somente a partir da década de 1950 entrou definitivamente na agenda política e econômica do país. Surgiram novos atores - associações, sindicatos órgãos setoriais e regionais; e a política econômica passou a refletir esse novo quadro. Prevaleciam o desenvolvimentismo nacionalista e o intervencionismo estatal que, juntos, reuniam as forças políticas e os interesses econômicos dos projetos industrializantes (SUZIGAN e FURTADO, 2006).

A partir daí houve um grande impulso no setor, que contribuiu com a fase sem precedentes de desenvolvimento econômico que se sucedeu até final dos anos 70, acompanhada de rápida urbanização e de crescimento, também acelerado, dos setores agrícola e de matérias-primas. No período de 1950 a 1980, o produto industrial cresceu com taxas médias anuais elevadas (8,5%), superiores em 20% à da economia, fazendo com que sua participação no produto interno bruto aumentasse de 26,0% para 34,1% (PINTO *et al.*, 2008).

A decisão pró-política industrial e a liderança política tiveram dois momentos de maior importância - o Plano de Metas (1956-1961) do Governo Kubitschek, com a participação do setor privado, e, no período da ditadura, a implementação do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), sob o comando do Conselho de Desenvolvimento Econômico.

O Plano de Metas buscava o atendimento ao mercado interno, mas basicamente constituía-se em um modelo de substituição de importações, item que pesava em muito na balança de pagamentos do país. Assim, sucederam-se distintas etapas de crescimento, fazendo com que no início dos anos 1970 o país já tivesse uma diversificada indústria de bens de consumo, e passasse a concentrar esforços na indústria de base, como a siderurgia e as telecomunicações, e de bens de capital. Nessa época, o Estado tinha uma posição predominante nos investimentos, em substituição ao capital privado nacional e internacional, além de praticar uma política bastante atrativa na linha de subsídios e

créditos incentivados concedidos ao setor privado, entre outras (SUZIGAN e FURTADO, 2006).

Em 1974, o problema da balança de pagamentos persistia e, de acordo com o II PND, a meta principal era a expansão de produtos manufaturados. Neste sentido, a política industrial ocupava-se especificamente de construir setores, procurando fazer com que a estrutura industrial convergisse para o padrão estrutural das economias industrializadas, baseado na indústria metal-mecânica (inclusive de produtos não-ferrosos) e na química (SUZIGAN e FURTADO, 2006). Além disso, houve um forte apoio aos segmentos de papel e celulose, fertilizantes e siderurgia, que já vinham recebendo fortes incentivos. Esta política veio determinar posteriormente, nos anos 1980, quedas nas importações totais da ordem de 60% (PINTO *et al.*, 2008).

Como resultado do apoio governamental concedido ao setor industrial, as taxas de crescimento do PIB da indústria foram superiores ou iguais às taxas de crescimento do PIB em vários anos ao longo do período de 1971 a 1979, conforme indicado na Tabela 7.

Tabela 7 - Variação percentual da taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB da indústria no período 1971-1979

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	Variação no período (%)
PIB	11,4	11,9	13,9	8,0	5,2	10,3	4,9	5,0	6,8	109,6
PIB INDÚSTRIA	12,6	14,5	16,6	8,0	5,0	11,6	2,2	5,7	6,2	118,2

Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

Em 1980, a indústria brasileira atingiu uma estrutura relativamente completa em termos de padrões internacionais, com alto grau de diversificação e de integração, compondo sua produção em cerca de 40% de bens de consumo não-duráveis, 36% de bens de consumo intermediário e 24% de bens de consumo duráveis e de capital (FIBGE, 1992 apud COUTINHO e FERRAZ, 1994). Ainda neste ano, os complexos do setor químico e de metal-mecânica (incluindo bens de capital, bens de consumo duráveis e setor automobilístico) representavam perto de 60% do produto total da indústria, indicando uma estrutura muito parecida com as estruturas industriais da maior parte dos países da OCDE (COUTINHO e FERRAZ, 1994).

Entretanto, instalou-se a crise mundial pelo segundo choque do petróleo em 1979, e a economia brasileira foi bastante afetada. O setor industrial sofreu forte impacto, e

também foi um dos responsáveis pelo déficit na balança de pagamentos na época, já que foi um dos que mais se endividou na década anterior, além do que estava constituído de segmentos específicos muito intensivos em petróleo. A dívida externa atingiu então níveis altíssimos e o governo na ocasião passou, além de prosseguir com a política de substituições⁷, a incentivar ainda mais as exportações⁸ como forma de equilibrar a balança comercial (SUZIGAN e FURTADO, 2006). Houve forte recessão e a indústria passou por uma redução da demanda interna, além de um período de escassez de investimentos na expansão da capacidade produtiva, taxas reais de juros elevadíssimas e queda dos preços internacionais dos principais produtos de exportação.

A crise se prolongou por toda a década de 1980. A taxa média de crescimento da indústria foi muito baixa, embora tenha apresentado surtos de crescimento entre 1985 e 1987, com taxas da ordem daquelas verificadas na década de 1970, decorrentes da implantação da Nova República e do Plano Cruzado (Tabela 8).

Tabela 8 - Taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB industrial no período entre 1980 e 1989

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	Varição no período (%)
PIB	9,2	-4,3	0,8	-2,9	5,4	7,9	7,5	3,6	0,0	3,2	22,4
PIB INDÚSTRIA	9,5	-5,2	-4,3	-4,7	0,5	7,9	9,3	6,7	-1,5	-0,2	7,6

Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

O retrato marcante deste processo de paralisação do desenvolvimento durante os anos 1980 e início da década de 1990 é evidenciado pela queda substancial da taxa agregada de investimentos (formação bruta de capital fixo), conforme observado na Tabela 9. Segundo COUTINHO e FERRAZ (1994), estes investimentos estavam aquém das necessidades e em certas áreas, como a da infra-estrutura, o problema era bastante crítico.

⁷ Um dos itens que ganhou maiores atenções no período foi o petróleo, que teve políticas específicas com o objetivo de promover a sua substituição por outros energéticos, principalmente a energia elétrica, além de a Petrobrás ter realizado enorme esforço visando ampliar a produção interna de petróleo. Afora este aspecto, o Governo promoveu um rigoroso controle das importações, principalmente através de barreiras não tarifárias e de artifícios via política cambial (LEITE, 2007).

⁸ Conseguida através da promoção das exportações de manufaturados a partir de uma política cambial agressiva e da manutenção de incentivos e subsídios fiscais e creditícios (SUZIGAN e FURTADO, 2006).

Tabela 9 - Formação Bruta de Capital Fixo em Percentagem do PIB - 1971-1992 - Brasil e Países Selecionados

País	1971-75	1976-80	1981-85	1986-90	1991-92
Brasil	25,4	22,4	19,6	22,0	18,2
EUA	18,5	19,9	19,2	18,0	15,4
Japão	34,4	31,0	28,6	29,8	31,2
Alemanha	23,5	21,0	20,4	19,9	21,6
Itália	23,7	23,4	21,8	20,0	19,5
Espanha	23,0	20,8	20,3	22,2	23,1
Coréia	22,9	30,1	28,5	30,8	36,7
Malásia	23,3	25,5	34,0	27,2	35,5
Indonésia	17,9	20,6	28,1	32,6	35,1

Fonte: FMI - International Financial Statistics Yearbook (1993) apud COUTINHO e FERRAZ (1994).

Assim, no início da década de 1990 o ciclo recessivo permaneceu. O Governo Collor deu início à abertura econômica, promovendo a liberação do comércio exterior e a saída de cena do Estado como agente de desenvolvimento industrial. Foram reduzidas ou eliminadas barreiras às importações de produtos variados, expondo as indústrias brasileiras à competição internacional. Neste período também foi iniciado o processo de privatizações em vários setores, atingindo inclusive algumas indústrias estatais.

Um sopro de recuperação do setor industrial se deu em 1994, com o lançamento do Plano Real no Governo Itamar Franco, visando a estabilização da economia e o combate à inflação. Os investimentos timidamente foram retomados, e o mercado e a produção industrial voltaram a crescer. No Governo FHC, partir de 1995, o Estado passou a ter um papel regulador, o capital estrangeiro passou a ser dominante em setores estratégicos do ponto de vista do desenvolvimento tecnológico, e grupos privados nacionais foram reestruturados, porém com capacidade financeira limitada e fracas sinergias produtivas, de acordo com SUZIGAN e FURTADO (2006).

Entretanto, mesmo com a estabilidade econômica conseguida, o setor industrial encontrava-se ainda muito enfraquecido devido aos muitos anos de estagnação, agravado pelos baixos investimentos e pela concorrência predatória de importações e de investimentos estrangeiros. Somente na área do comércio externo é que o país experimentava um bom desempenho econômico, graças a um crescimento das exportações. Assim, no final da década de 1990, o PIB da indústria cresceu somente 3,1%, contra 32,8% do PIB brasileiro, conforme Tabela 10, demonstrando um significativo encolhimento do setor.

Tabela 10 - Taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB industrial no período entre 1990 e 1999

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Varição no período (%)
PIB	-5,1	1,3	0,3	5,7	6,7	5,0	3,5	4,1	0,9	1,6	32,8
PIB INDÚSTRIA	-6,0	-6,5	2,0	8,2	7,0	-0,4	-3,9	3,7	-4,4	-1,5	3,1

Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

Nota-se, entretanto, que esse quadro de dificuldades que se instalou, não afetou de forma uniforme todos os setores da indústria. Alguns poucos conseguiram algum crescimento, como foi o caso do setor de “alimentos e de bebidas”, que teve o seu PIB aumentado em 11,4% no período. O setor “químico” sofreu queda de 6%, o de produtos “não-metálicos” de 18,7%, e o “têxtil” teve uma redução impressionante de 39,9% (MME, 2008c).

Como resultado final de todo esse processo de estagnação verificado nas décadas de 1980 e 1990, não restaram muitas alternativas para as empresas. Segundo SUZIGAN e FURTADO (2006), elas tiveram que se adaptar e modernizar. Boa parte das indústrias acabou adotando estratégias de sobrevivência que seguiram basicamente três fases: na primeira - um ajuste patrimonial, compreendendo de redução de endividamento e de aumento de receitas oriundas de aplicações no mercado financeiro; depois - na redefinição de mercados, através da busca de setores com elevado nível de coeficientes de exportações e, por fim, na atuação direta no processo produtivo. Neste último bloco as empresas buscaram ser mais competitivas, melhorando a qualidade de seus produtos e adotando procedimentos de racionalização e de redução de custos na produção. Ou seja, procuraram introduzir novos processos de automação industrial, novas tecnologias e técnicas organizacionais. Com isso, linhas de produção foram eliminadas, como também houve redução de pessoal, de acordo com PINHEIRO *et al.* (2001).

Em 2000, a economia brasileira ensaiou uma recuperação, que acabou não se confirmando em seguida. Naquele ano, a inflação foi controlada, o PIB atingiu 4,3% de crescimento, as taxas de juros caíram, os investimentos foram retomados e a produção industrial deu sinais de recuperação. Contudo, surgiram problemas diversos que afetaram mais uma vez a economia brasileira como um todo. Houve a crise da Argentina, retração na economia norte-americana (criando restrições para as exportações brasileiras), crise energética no Brasil em 2001 e o ataque terrorista nos

EUA, também naquele ano. Todos estes fatos afetaram a economia mundial e em particular os mercados emergentes, com forte impacto na produção industrial, nas exportações e também a captação de fluxos de capital (PINHEIRO *et al.*, 2001). Não tardou para que a combinação desses eventos tivesse efeito sobre a taxa de câmbio (forte desvalorização do Real), retorno da taxa de inflação, aumento da taxa de juros e uma desaceleração generalizada da economia, expressa por baixíssimas taxas de crescimento do PIB até 2003.

Finalmente, a partir de 2004, a produção econômica brasileira começou a dar sinais de recuperação, ainda que de forma tímida, conforme indicado na Tabela 11. Há uma combinação de fatores que favoreceram esse quadro, dentre eles: a estabilização da economia, redução da taxa de inflação, redução da taxa de juros, conseqüente aumento do poder aquisitivo e recuperação do mercado interno, aumento do fluxo de capital e de investimentos, e aumento das exportações, ajudadas inclusive pela elevação de preços de vários produtos no mercado internacional (ALMEIDA *et al.*, 2007).

Tabela 11 - Taxas anuais de crescimento do PIB e do PIB industrial no período entre 2000 e 2006.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Varição no período (%)
PIB	4,3	1,3	2,7	1,1	5,7	2,9	3,7	18,6
PIB INDÚSTRIA	1,6	-1,1	2,7	2,5	14,0	1,6	3,0	24,2

Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

O bom desempenho do setor de exportações, mesmo com a valorização do Real, tem uma forte contribuição da indústria. Segundo dados do MDIC (2008), as exportações brasileiras atingiram US\$ 161 bilhões em 2007, com destaque para os produtos manufaturados, que representaram 52% desta receita. Porém, ALVIN e FANTINE (2008) fazem um alerta de que exportações ainda estão muito pautadas em *commodities* e em produtos de menor valor agregado, como açúcar refinado, suco de laranja, álcool, minérios e laminados de aço, embora constem também produtos de maior valor (veículos, aeronaves etc). Isso causa preocupações pelo risco de a qualquer momento ocorrer uma queda de preços internacionais, o que provocaria perda de divisas.

Conclui-se que a evolução da indústria no Brasil tem tido como cenário de fundo a evolução da economia mundial, mas também tem seguido o tom de políticas internas,

conforme descrito. Uma política de incentivos à indústria, de forma bem orientada e executada, envolvendo financiamentos, ações visando sua modernização para maior produtividade e qualidade, ou mesmo no sentido de se ter mudanças estruturais (p.ex.: produção de produtos de maior valor agregado), também pode ser apontada como elemento indutor para uma melhoria do desempenho do setor industrial como um todo.

Neste aspecto vale ressaltar dois novos elementos criados pelo Governo Lula⁹, voltados para a indústria. O primeiro, em 2003, lançou o PITCE - Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior, cuja proposta é o aumento da eficiência da estrutura produtiva, o aumento da capacidade de inovação das empresas e a expansão das exportações (DIEESE, 2005). O segundo, anunciado em 2008, a chamada “Política de Desenvolvimento Produtivo - PDP”, onde o objetivo central é o de promover a ampliação de investimentos, o aumento das taxas de crescimento da economia e a garantia deste crescimento em bases sustentáveis. A política inclui a renúncia fiscal, investimentos em P&D, exportações, financiamentos para projetos de modernização, ampliação e inovação na indústria. Estão contemplados 25 setores, agrupados de forma a alcançar maior competitividade, atender áreas estratégicas, como, por exemplo, nanotecnologia, energia, dentre outras; e consolidar e expandir a liderança em setores tais como celulose, mineração, siderurgia, têxtil e outros (IEDI, 2008).

Por fim, cabe mencionar o Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, lançado em 2007, que prevê investimentos de vulto em infraestrutura básica (estradas, saneamento, geração de energia, habitação, dentre outros), e que, numa reação em cadeia, deve alavancar vários empreendimentos industriais nos próximos anos, especialmente aqueles ligados a materiais de construção (aço, cimento, cerâmica etc), máquinas, embalagens, dentre outros.

3.2 Análise da evolução dos sub-setores da indústria

A análise da participação dos setores econômicos no PIB do Brasil revela que a indústria como um todo vem reduzindo sua participação na produção econômica no período compreendido entre 1970 e 2006. Essa participação passou de 34,8% em 1970

⁹ Esta proposta política se opõe à linha política neo-liberal praticada no Governo Fernando Henrique Cardoso na década de 1990, quando não havia uma política específica para a indústria (SUZIGAN e FURTADO, 2006). Chegou a ficar famosa a frase de um de seus ministros “a melhor política para a indústria é não ter política”.

para 25,0% em 2006 (excluindo-se aqui o setor energético), conforme indicado na Tabela 12.

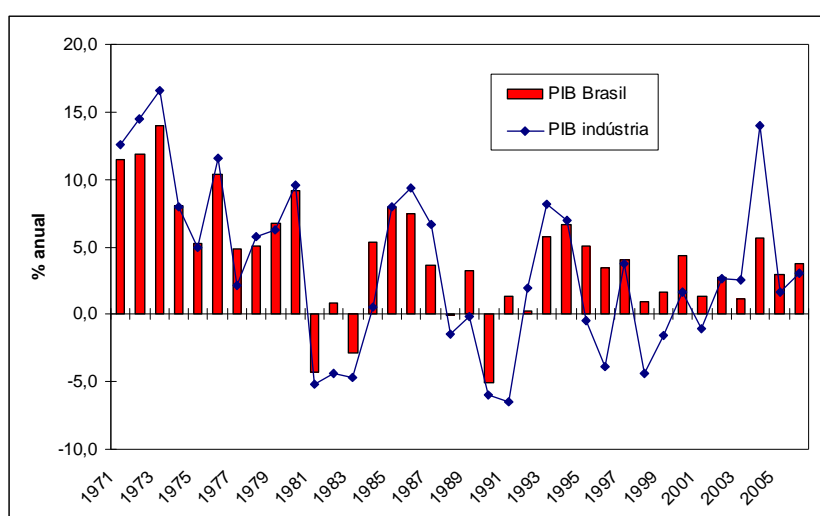
Tabela 12 - Participação percentual dos setores no PIB (%)

Setores	1970	1976	1982	1988	1994	2000	2006
Serviços	46,8	48,9	51,5	53,8	56,3	66,7	64,0
Agropecuária	14,9	10,5	10,4	8,1	8,3	5,6	5,7
Indústria	34,8	37,1	34,1	33,0	30,5	23,9	25,0
Energético	3,5	3,5	4,0	5,0	4,9	3,8	5,3

Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

A queda geral registrada no período de 36 anos (1970-2006), entretanto, não significa que a indústria venha produzindo menos, mas sim que o setor de serviços vem crescendo de forma mais acelerada, além do que vários dos produtos desse último setor têm alto valor agregado.

Porém, ao se observar a Figura 8, nota-se que a taxa anual de crescimento do PIB industrial tem sido superior a taxa anual do PIB em alguns anos, e, exatamente nestes anos, foi quando o PIB alcançou as taxas mais elevadas no período. Isto é no mínimo curioso, mas poderia ser um indício de que a produção industrial atue como um elemento catalisador e acelerador de toda a economia, de acordo com PEREIRA (2004), acionando toda uma cadeia produtiva, que demanda matérias-primas diversas, serviços gerais, máquinas e gera empregos.



Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

Figura 8 - Taxas anuais de crescimento do PIB e PIB industrial.

No entanto, a contribuição de cada sub-setor específico na consolidação do PIB industrial é bastante distinta, como também variou consideravelmente ao longo do período analisado (de 1970 a 2006). Na Tabela 13, nota-se que os setores experimentaram as maiores taxas de crescimento foram o setor de extração mineral (518% de crescimento), o setor químico (308%) e o metalúrgico (241%). O setor têxtil, conforme já citado, cresceu de forma muito modesta (4,4%). O setor energético, se considerado no bloco da indústria, tendo em vista que nele se insere o segmento de refino de petróleo, produção de álcool e coque, também apresentou um crescimento significativo (553%). Nota-se também, que nas décadas de 80 e de 90, praticamente todos os setores experimentaram taxas de crescimento negativas (numa ou noutra década, ou em ambas), à exceção do setor de alimentos e bebidas, e do setor “outros”.

Tabela 13 - Taxas percentuais médias anuais nos segmentos específicos da indústria no período entre 1970-2006 e variação percentual total (% a.a.)

Setores	Década 70	Década 80	Década 90	Década 2000	2006/1970	Variação % total 2006/1970
Indústria	9,1	0,8	1,1	3,7	3,2	214,6
Extrativa Mineral	9,0	-1,4	1,2	13,8	5,2	518,1
Transformação	9,1	0,9	1,1	3,3	3,2	207,6
Não Metálicos	9,8	-1,5	-1,4	3,4	1,9	93,8
Metalurgia	8,7	-0,8	1,0	9,1	3,5	240,9
Química	11,6	3,0	-1,2	8,6	4,0	307,7
Alimentos e Bebidas	5,9	0,6	1,3	6,3	2,9	184,2
Têxtil	5,2	-1,1	-1,5	0,6	0,1	4,4
Papel e Celulose	6,3	3,8	-1,0	2,9	3,2	212,1
Outros	10,1	1,1	1,3	1,7	3,4	238,4
Energético	9,8	5,6	-1,0	8,7	5,4	553,1

Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

Interessante também observar a contribuição relativa de cada setor específico ao longo do período considerado (vide Tabela 14). À exceção do setor têxtil¹⁰, cuja participação no PIB industrial apresentou uma queda vertiginosa (passou de 8,6% em 1970 para 2,9% em 2006). Os demais sub-setores específicos não mostraram mudanças

¹⁰ O setor têxtil, bastante tradicional no Brasil, passou a encontrar enormes dificuldades nos anos 1990 diante da competição em que foi exposto com o mercado internacional. As indústrias mais antigas encontravam-se completamente ultrapassadas tecnologicamente e sem chances de competir. Muitas fecharam ou enfrentaram modernizações drásticas para se manterem em operação, tanto no plano técnico quanto no econômico (GORINI, 2000).

muito significativas. O setor de não-metálicos mostra uma pequena queda (1,8 ponto percentual) e alimentos e bebidas uma redução de 1 ponto percentual no período. Os aumentos de participação se dão nos setores de metalurgia (1,1 pp) e de química (1,7 pp).

Tabela 14 - Participação percentual dos setores no PIB industrial (%)

Setores	1970	1976	1982	1988	1994	2000	2006
Minerais não-metálicos (a)	4,8	4,9	5,1	4,1	3,8	3,0	3,0
Metalurgia	10,2	9,3	9,1	9,0	9,7	8,1	11,3
Química	5,5	6,6	7,1	7,6	7,4	5,4	7,2
Alimentos e Bebidas	12,7	10,4	9,9	9,2	11,1	9,9	11,7
Têxtil (b)	8,6	6,1	5,9	5,0	3,1	3,4	2,9
Papel e Celulose	3,3	2,3	2,8	3,3	2,7	3,4	3,3
Outros (c)	55,0	60,3	60,1	61,9	62,2	66,8	60,5

Nota: nota-se que apesar da participação do setor “Outros” ser bastante representativa no PIB, seu peso no consumo de energia é bastante modesta, conforme será tratado adiante.

(a) Exclusive refino de petróleo, destilação de álcool e produção de coque.

(b) Têxtil, exclusive vestuário, calçados e artefatos de tecido.

(c) Corresponde à mecânica, material elétrico e comunicação, material de transporte, madeira, mobiliário, borracha, farmacêutico, perfumaria, sabões, velas, produtos da construção e diversos.

Fonte: Elaboração a partir de MME (2008c).

Deve-se registrar que parte do crescimento acentuado dos setores da indústria extrativa, metalurgia (ferro, aço e ferro-ligas, e ainda a de bens duráveis) e de celulose se deve à política de incentivo às exportações¹¹. De acordo com o IEDI (2008), a participação da indústria brasileira no mercado externo tende a se ampliar nos próximos anos, e continuará a expor o setor de forma crescente ao ambiente competitivo internacional. Dessa forma, as indústrias cada vez mais deverão continuar seus processos de atualização tecnológica, buscando maior competitividade e qualidade dos produtos. Neste sentido, a modernização tecnológica das indústrias deverá contemplar novos processos energeticamente mais eficientes, menos intensivos em materiais e resíduos, e menos poluentes, tanto em termos de emissões locais quanto globais.

¹¹ Embora os volumes de produção voltados para atender o mercado externo sejam de grande magnitude, os segmentos exportadores têm se beneficiado pela valorização de várias *commodities* no mercado internacional (ALMEIDA *et al.*, 2007) (até antes da crise econômica mundial de 2008).

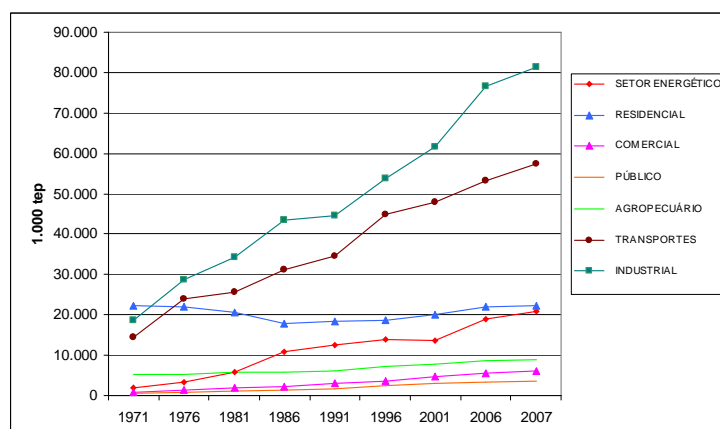
Por fim, conclui-se que o Brasil, de certa forma, vem seguindo o modelo de desenvolvimento já percorrido pelos países desenvolvidos (ANDERSON, 2000). Iniciou sua trajetória com os produtos agrícolas, depois para produtos semi-industriais, até alcançar alguns produtos de maior valor e ampliar suas atividades no setor de serviços. Dificilmente um outro caminho teria sido trilhado, dada a sua vocação natural proporcionada pela abundância de matérias-primas, energia e mão de obra. Porém, a forte presença da indústria traz algumas inquietações, como não poderia deixar de ser. Geralmente o setor industrial demanda muita energia, que exige elevados aportes financeiros na ampliação da oferta de energéticos em geral, como também pode trazer riscos e ameaças ao meio ambiente. Todos esses pontos precisam ser cuidados e fazer parte do planejamento e da política do setor.

3.3 Evolução do uso da energia no setor industrial

A energia, em todas as suas formas, constitui elemento fundamental para os diversos processos fabris, necessária para a geração de calor nas transformações físicas e químicas de inúmeros produtos e no acionamento de máquinas e de processos variados. Perto de dois quintos de toda energia consumida no país atualmente são destinados ao setor industrial (BRASIL, 2008a). Este consumo de energia tem evoluído de forma bastante expressiva desde a década de 1970, acompanhando o crescimento da própria produção industrial, e também sob a influência de inúmeros fatores econômicos e políticos que têm acompanhado o desenvolvimento do país, conforme descrito anteriormente.

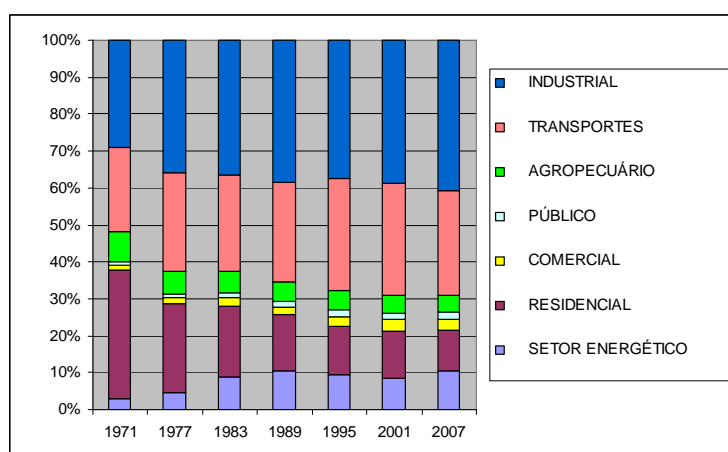
A partir de 1972, o setor industrial no Brasil passou a ser o principal setor consumidor de energia, ultrapassando o setor residencial que até então predominava na matriz energética brasileira. Considerando todos os energéticos na matriz nacional (inclusive a hidreletricidade), o setor industrial em 1970 era responsável por 27,7% do consumo final de energia e, em 2007, passou a responder por 37,8%, equivalente a 81,9 milhões de tep (BRASIL, 2008a). Se somado o consumo final de energia do setor de refino de petróleo, que no Balanço Energético Nacional (BRASIL, 2008a) está embutido no setor “energético”, a indústria brasileira teria uma participação de cerca de 40,8%. As Figuras 9 e 10 ilustram esta evolução dos consumos setoriais ao longo do

tempo, ficando clara a tendência crescente da participação do setor na matriz energética brasileira.



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

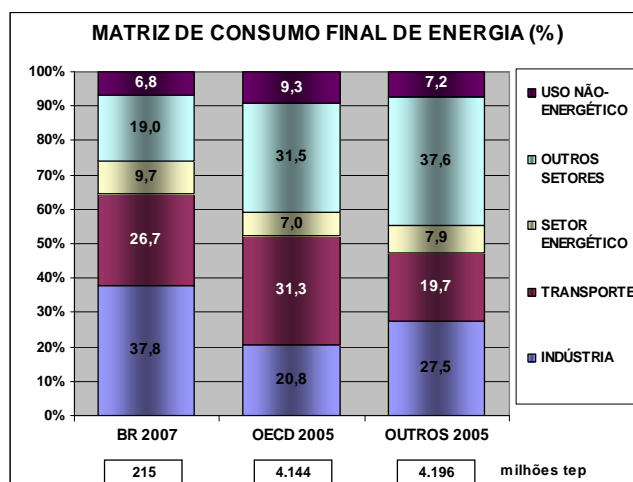
Figura 9 - Evolução do uso de energia por setores no Brasil entre 1971 e 2007



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 10 - Evolução da participação percentual dos setores no uso final de energia entre 1971 e 2007

Interessante notar que essa matriz energética difere das matrizes de outros países, representadas na Figura 11. Nos países da OECD, o consumo de energia na indústria situa-se em 21%, e nos demais não ultrapassa 28% (MME, 2008a), contra valores próximos 38% no caso brasileiro.



Fonte: MME (2008a).

Figura 11 - Matriz de consumo final de energia no Brasil e outros países - participação percentual dos setores (sem refino de petróleo).

O uso de energia no setor industrial tem acompanhado as diversas fases econômicas que o país vem atravessando. De 1970 a 1979, a taxa média anual de crescimento do uso da energia foi bastante elevada (de 8,3% ao ano). Neste período podem ser destacados os anos de 1976-77 que apresentaram taxas de crescimento em torno de 10%, puxadas por setores de ferro-ligas, metais não ferrosos, e mineração e pelotização. Nos anos 1980, a taxa média de crescimento caiu drasticamente, situando-se em 2,5% ao ano. Em 1981 chegou haver uma queda de 8,8% no consumo industrial. Porém, nos anos seguintes, alguns setores como o de ferro e aço, e o de mineração e pelotização, que amadureceram suas fases de implantação, lideraram um aumento do consumo industrial de 9,1% em 1984, coincidindo com a oferta abundante de energia elétrica na época, pela conclusão de algumas usinas hidrelétricas (LEITE, 2007). Na década de 1990, a taxa anual seguiu relativamente baixa (3,6% ao ano), atingindo um mínimo em 1990 (de -6,7%). Finalmente, a partir de 2000, a taxa de crescimento do consumo de energia na indústria tem sido de 4,1% a.a., com crescimento do consumo mais vigoroso no setor de alimentos e bebidas (7,7% a.a.) e, de lado oposto, o setor cimenteiro, com um aumento muito baixo (de 0,9% a.a.). No período completo de 1970 a 2007, o consumo de energia cresceu a uma taxa anual de 6% (contra um crescimento de 4,5% ao ano do PIB do setor).

Considerando a evolução no período completo entre 1970 e 2007 podem ser destacados também os setores que mais aumentaram seus consumos de energia: ferro-ligas (1.641% no período ou 8,0% a.a.), metais não-ferrosos (1.204% no período ou 7,2% a.a.) e mineração e pelotização (1.132% ou 7,0% a.a.). Os que menos aumentaram

o consumo foram: têxtil (57% ou 1,2% a.a.), cerâmica (147% ou 2,5% a.a.) e cimento (163% ou 2,6% a.a.).

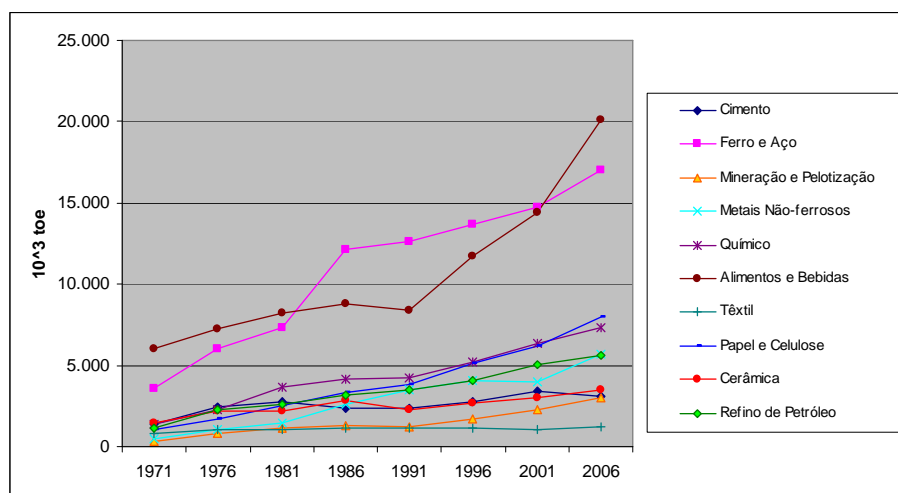
Diante desse processo evolutivo, em 2007 os principais segmentos consumidores de energia passaram a ser (incluindo o refino de petróleo), pela ordem: alimentos e bebidas (24,2% do consumo total - 21,3 milhões de tep), ferro e aço (20,8% - 18,2 milhões de tep) e papel e celulose (9,8% - 8,6 milhões de tep) (BRASIL, 2008a), conforme indicado na Tabela 15 e Figura 12. Interessante notar que o setor de alimentos e bebidas liderava o consumo de energia na década de 70, perdeu essa posição durante os anos 1980 e 1990 para o setor de ferro e aço, e, finalmente, a partir de 2000, voltou a ser o principal setor consumidor de energia.

Tabela 15 - Consumos totais dos segmentos da indústria em anos selecionados (valores em mil tep)

	1977	1987	1997	2007	Participação % (s/ refino)	Participação % (c/ refino)
Cimento	2.658	2.400	3.155	3.373	4,1	3,8
Ferro/Aço	6.893	12.996	14.225	18.241	22,3	20,8
Ferro-Ligas	309	916	1.005	1.803	2,2	2,1
Mineração/ Pelotização	875	1.328	1.703	3.342	4,1	3,8
Não-Ferrosos	1.198	2.937	3.841	5.982	7,3	6,8
Química	2.567	4.327	5.933	7.715	9,4	8,8
Alimentos/ Bebidas	8.164	9.503	12.364	21.262	26,0	24,2
Têxtil	1.094	1.190	1.037	1.275	1,6	1,5
Papel/Celulose	1.924	3.388	5.124	8.555	10,4	9,8
Cerâmica	2.178	2.780	2.883	3.841	4,7	4,4
Outros	3.639	4.033	4.771	6.525	8,0	7,4
TOTAL Sem Refino Petróleo	31.499	45.797	56.040	81.914	100,0	93,4
Refino Petróleo (*)	1.177	3.233	4.354	5.786		6,6
TOTAL com Refino Petróleo	32.676	49.030	60.395	87.700		100,0

(*) valores estimados a partir de dados da EPE (2009).

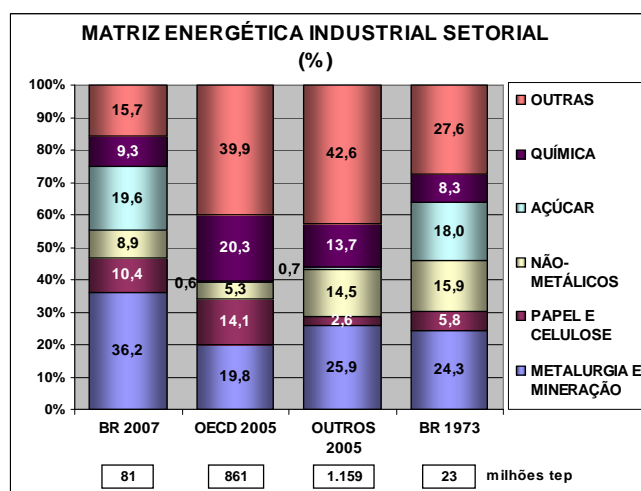
Fonte: BRASIL (2008a).



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 12 - Evolução do consumo de energia dos setores da indústria (inclui refino de petróleo).

A composição atual do setor industrial, justificando o seu maior peso no consumo de energia no Brasil, tem uma forte componente advinda dos setores energo-intensivos, com destaque para a metalurgia (ferro, aço, ferro-ligas e não-ferrosos) e a mineração. Este perfil de participação no consumo de energia também difere do perfil de outros países, como pode ser visto na Figura 13. Nestes países a participação da metalurgia e mineração não representa o principal grupo consumidor.



Fonte: MME (2008a).

Figura 13 - Matriz energética industrial setorial (sem refino de petróleo) - Brasil e outros países.

Nota-se também que a matriz energética da indústria brasileira vem se modificando bastante, não somente com respeito às quantidades totais de energia empregada em função da produção física ou do *mix* de produtos, mas também em razão

de uma mudança intensa na cesta de energéticos ofertados. Este fato tem feito com que a eficiência global de cada setor e as emissões de gases de efeito estufa variem ao longo dos anos.

O primeiro aspecto, a eficiência global, resulta que diferentes energéticos apresentam padrões distintos de eficiência energética. Por exemplo, o uso de combustíveis sólidos, como a lenha e o carvão, tendem a apresentar menor eficiência de combustão em equipamentos industriais e, de outro lado, combustíveis gasosos podem possibilitar eficiências mais elevadas (REED, 1985). O segundo aspecto, as emissões de CO₂ resultam da relação carbono-hidrogênio presente nos combustíveis ou ainda se estes são ou não de origem renovável. Quanto menor a relação carbono-hidrogênio, menor será a emissão de CO₂, como é o caso do gás natural em relação ao carvão mineral. Combustíveis renováveis, representados por biomassas plantadas, podem ter emissões nulas¹².

No início dos anos 1970, de acordo com a Tabela 16 e Figura 14, havia um amplo predomínio do uso do óleo combustível (33,9%), seguido da lenha (19,2%) e do bagaço de cana (16,6%). Ao longo da década de 1980, o consumo de óleo combustível foi reduzido, substituído pelo carvão mineral que foi fortemente incentivado, especialmente nos setores de cimento, também pela lenha (que voltava a ser empregada nos setores de alimentos, têxtil, papel e celulose e cerâmica), e ainda pela eletricidade em diversos setores¹³. Na década de 1990, o uso da lenha voltou a diminuir, mas desta vez por restrições ambientais e devido à elevação de seus preços (BRASIL, 2008a). Neste período o consumo de óleo combustível voltou a crescer ligeiramente. A partir de 2000, o gás natural teve seu consumo intensificado em virtude da entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999, como também o bagaço de cana continuou a ter seu uso ampliado no setor de açúcar e álcool. Assim, em 2007, os principais energéticos na indústria passaram a ser: a eletricidade (19,2%) e o bagaço de cana (18,5%), enquanto o óleo combustível passou a ter uma participação de somente 6,5%, superado pelo gás natural (9,0%) e outros.

¹² Na verdade, se computado todo o ciclo de vida (CHEHEBE, 1997) de um dado combustível, toda a parcela de combustível fóssil, empregada em alguma fase de sua cadeia de produção e nos insumos utilizados, poderia ser contabilizada para quantificação de emissões de GEE.

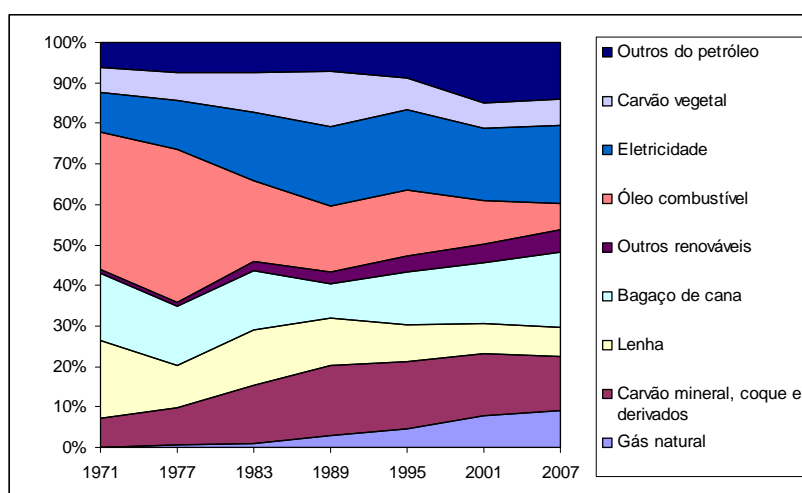
¹³ A energia elétrica (energia garantida por tempo determinado - EGTD) foi amplamente incentivada e passou a ser adotada pelas indústrias, substituindo o óleo combustível em fornos e caldeiras (LEITE, 2007).

Tabela 16 - Participação percentual do uso de energia na indústria (%) - inclui consumo no refino de petróleo

	1971	1977	1983	1989	1995	2001	2007
Gás natural	0,1	0,8	1,0	2,9	4,4	7,9	9,0
Carvão mineral, coque e derivados	7,2	9,1	14,3	17,3	16,8	15,1	13,5
Lenha	19,2	10,3	13,8	11,6	9,0	7,7	7,1
Bagaço de cana	16,6	14,7	14,6	8,6	13,0	14,8	18,5
Outros renováveis	0,8	1,1	2,2	3,0	3,9	4,6	5,7
Óleo combustível	33,9	37,6	19,8	16,1	16,3	10,9	6,5
Eletricidade	9,7	12,3	16,9	19,7	19,8	18,0	19,2
Carvão vegetal	6,4	6,7	9,8	13,5	8,0	5,9	6,6
Outros do petróleo	6,1	7,5	7,5	7,2	8,8	15,1	14,0

Nota: “Outros renováveis são a lixo negra e resíduos agrícolas (cascas, palhas, folhas etc). “Outros do petróleo” são geralmente derivados de petróleo de baixo valor, como o coque de petróleo.

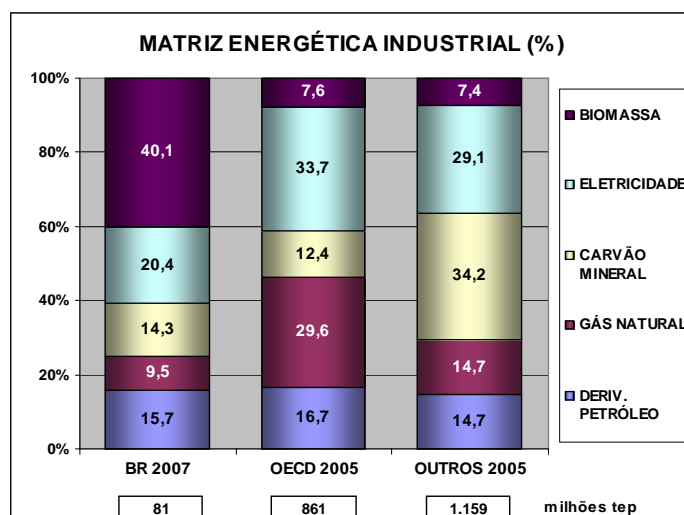
Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a) e dados da EPE (2008) para o refino de petróleo.



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a) e (EPE, 2009).

Figura 14 - Evolução da participação percentual dos energéticos no setor industrial brasileiro (inclui refino de petróleo).

Novamente, numa comparação com outros países, a composição dos energéticos empregados na indústria brasileira é bastante distinta (Figura 15). No Brasil destaca-se o uso intenso de biomassa, especialmente do bagaço de cana, e um emprego bastante modesto do gás natural. Nos demais países, tem-se um consumo elevado de carvão mineral.



Fonte: MME (2008a).

Figura 15 - Participação dos energéticos na indústria no Brasil e outros países (sem refino de petróleo).

Portanto, no presente capítulo foi destacado o papel importante que o setor industrial desempenha na economia brasileira e a forma pela qual a energia vem evoluindo. Assim, no Capítulo 4 a seguir, a evolução do uso de energia passa a ser examinada em detalhe em cada um dos principais segmentos específicos, visando estabelecer o estágio atual e tendências, pontos que apoiarão, posteriormente, a definição do leque de opções tecnológicas com potencial de implementação num cenário de baixo carbono.

4 SETORES INDUSTRIAIS ESPECÍFICOS - CARACTERIZAÇÃO, PROCESSOS PRODUTIVOS, USO DE ENERGIA E INDICADORES DE CONSUMO ESPECÍFICO

Neste capítulo busca-se descrever a evolução dos sub-setores específicos da indústria e seus estágios atuais, ressaltando alguns indicadores importantes e fatos relevantes que se relacionem às modificações no uso da energia e que têm afetado as emissões de CO₂ ao longo das últimas décadas.

As mudanças no consumo de energia setoriais estão atreladas basicamente a três fatores principais: nível de produção ou de atividade, estrutura produtiva do setor ou *mix* de produtos, e intensidade energética específica que, por sua vez, está associada à tecnologia, à eficiência energética e ao tipo de energético empregado (ANG e LIU, 2007, HOWARTH *et al.*, 1991, BOYD *et al.*, 1988). Na maior parte dos setores aqui tratados, os três fatores têm se manifestado, causando mudanças nos consumos de energia, conforme será comentado a seguir.

Os setores contemplados na análise são os do Balanço Energético Nacional (BRASIL, 2008a), acrescidos de algumas sub-divisões que representam segmentos de maior intensidade energética, e ainda do setor de refino de petróleo, que no BEN é tratado no setor “Energético”.

4.1 Ferro e aço

Conforme comentado, o setor de ferro e aço teve sua expansão fortemente acelerada na década de 1970, acompanhando as políticas governamentais que impulsionavam o setor de infraestrutura, a indústria automobilística e outros empreendimentos. Em 1970 a produção brasileira da siderurgia era de somente 5,4 milhões de toneladas de aço bruto, equivalente a 0,9% da produção mundial naquele ano e, em 1980, já saltava para 15,3 milhões de toneladas, indicando um crescimento a taxas elevadíssimas, de 11,0%, reflexo do alto investimento feito pelo setor estatal brasileiro (OLIVEIRA *et al.*, 1994). Ao longo dos anos 1980 o ritmo de crescimento foi desacelerado, mas mesmo assim atingiu, em meados da década de 1990, a produção de 25,0 milhões de toneladas, equivalente a 3,5% da produção internacional. Em 2007, a

produção alcançou 33,8 milhões de toneladas de aço bruto, que equivale a cerca de 2,6% da produção mundial¹⁴, situando o Brasil como o 9º maior produtor (IISI, 2008).

De qualquer forma, pode-se afirmar que a produção brasileira tem crescido de forma acelerada e bastante regular, salvo duas quedas mais significativas - a primeira em 1981/82 (pelo choque do petróleo), e a segunda em 1990 (Plano Collor), conforme mostrado na Figura 17 adiante.

A gama de produtos é extensa, cobrindo deste os produtos intermediários, como o ferro-gusa, até produtos acabados e de valor superior, como placas, chapas, bobinas, lingotes, blocos, tarugos, barras e outros laminados. A produção de ferro-gusa alcançou 35,6 milhões de toneladas em 2007, sendo que 73% em usinas integradas e 23% independentes (gusa para aciaria e para fundição)¹⁵ (IBS, 2008). A Tabela 17 mostra a produção do setor nos últimos 7 anos no Brasil.

Tabela 17 - Produção de aço e ferro-gusa de 2001 a 2007 (milhões de toneladas)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Taxa anual (%)
Aço Bruto	26.717	29.604	31.147	32.909	31.610	30.901	33.782	4,0
Laminados	18.073	19.032	21.090	23.368	22.607	23.504	25.850	6,1
Laminados Planos	10.648	11.408	13.202	14.441	14.187	14.454	15.691	6,7
Laminados Longos	7.425	7.624	7.888	8.927	8.420	9.050	10.159	5,4
Semi-Acabados	7.717	8.841	8.029	7.187	6.629	6.347	6.161	-3,7
Ferro-Gusa	27.391	29.694	32.039	34.558	33.884	32.452	35.571	4,5

Fonte: IBS (2008).

Os produtores reúnem 25 usinas siderúrgicas e 79 empresas de ferro-gusa, localizados principalmente na região Sudeste e, mais recentemente, na região de Carajás entre os estados do Pará e Maranhão (estes concentrados na produção de ferro-gusa) (IBS, 2008, MME, 2007a).

¹⁴ A participação percentual na produção mundial diminuiu nos últimos anos devido ao crescimento a taxas muitas altas da produção de aço nos países asiáticos, especialmente na China (16,2% a.a. nos últimos 10 anos) e na Índia (8,1% a.a.) (IISI, 2008).

¹⁵ Usinas integradas são as que operam as três grandes fases do processo - redução, refino e laminação. As semi-integradas operam duas fases - refino e laminação. E as não integradas ou independentes somente uma fase, que pode ser a redução (guseiras basicamente a carvão vegetal) ou a laminação (IBS, 2008).

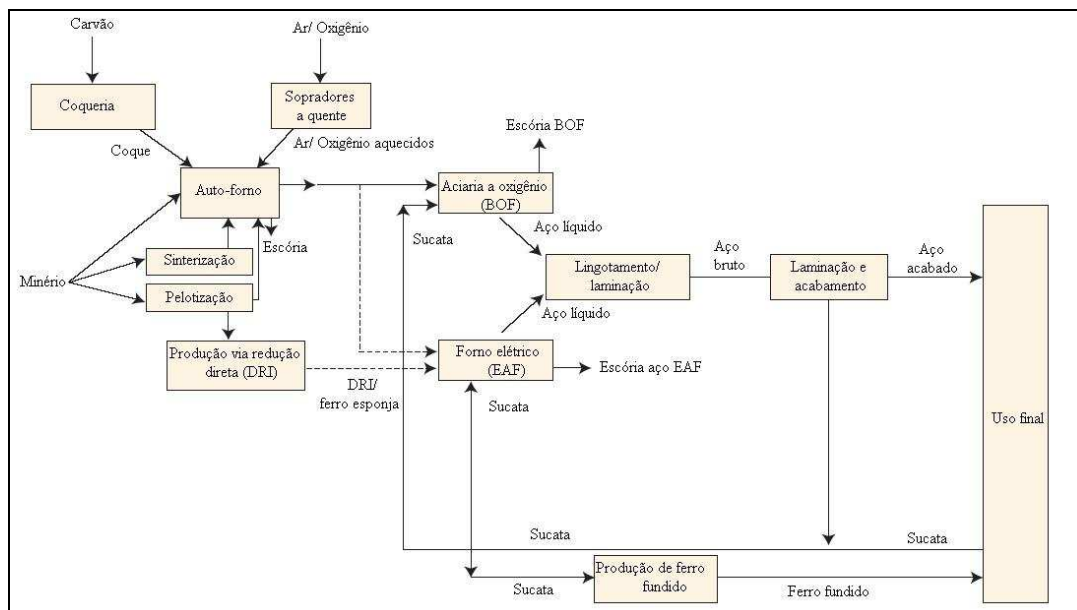
Processo Produtivo

A fabricação de ferro e aço se dá a partir de variados processos pirometalúrgicos, eletrolíticos e mecânicos. As rotas principais de produção são duas: através da redução do minério de ferro e sucata em alto-fornos (*blast furnace - BF*), empregando-se coque/carvão, e a redução direta em fornos elétricos (*direct reduction iron - DRI*).

Na primeira rota, o processo tem início com a conversão do carvão mineral em coque (coqueificação), em paralelo há a preparação da carga (sinterização), e posterior alimentação dos alto-fornos com a carga e o coque. Nestes fornos ocorre a redução do minério de ferro e a obtenção do ferro-gusa, que segue para a etapa de refino ou aciaria em fornos a oxigênio (*basic oxygen furnaces - BOF*) e/ou em fornos elétricos a arcos (*electric arc furnaces - EAF*). O aço líquido obtido, já livre o excesso de carbono e já aditivado com outros metais, é então vertido na operação de lingotamento, seguindo para operações de laminação, tratamento térmico e outros processos especiais. No caso do Brasil, a produção de ferro-gusa pode empregar também o carvão vegetal, dispensando a etapa de preparo do coque (embora incorpore a fase de carvoejamento).

A rota através da redução direta do ferro (*DRI*) segue um processo mais simples. O minério de ferro e/ou sucata são processados em fornos elétricos a arco, sendo obtido o chamado ferro-esponja, que é dirigido para a aciaria em forno elétrico.

A Figura 16 apresenta o fluxograma do processo genérico de uma empresa siderúrgica típica no processo integrado.



Fonte: IEA (2007).

Figura 16 - Fluxograma do processo produtivo de uma usina siderúrgica

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

No setor de ferro e aço, coque de carvão mineral, carvão vegetal e óleo combustível têm sido os principais insumos energéticos. As principais modificações que se têm acontecido dizem respeito ao maior aproveitamento de gases combustíveis residuais (gás de alto-forno, gás de coqueria e outros), além do gás natural, a partir de 1999. O carvão vegetal vinha tendo seu uso reduzido até 2002, quando houve uma reversão da desta tendência (Tabela 18). Na produção de ferro-gusa, a proporção de emprego de carvão vegetal atingiu 34% em 2007, segundo o SINDIFER (apud AMS, 2008).

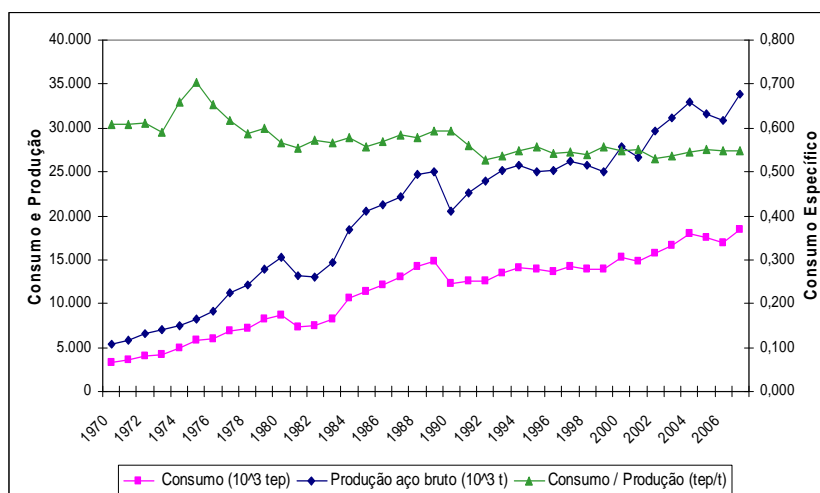
Tabela 18 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor de ferro e aço em anos selecionados (%)

Energéticos	1977	1982	1987	1992	1997	2002	2007
Gás Natural	1,8	1,2	2,8	3,1	5,0	5,7	6,7
Óleo Combustível	15,9	7,9	3,0	3,4	2,2	0,7	0,8
Gás de Coqueria	5,7	6,5	8,1	7,1	7,3	5,6	5,7
Coque de Carvão Mineral	35,4	38,1	42,4	47,8	46,2	41,8	34,6
Elettricidade	8,1	10,1	8,9	9,2	8,7	8,2	8,7
Carvão Vegetal	30,7	33,9	32,7	27,2	22,8	22,6	26,2
Outras	2,3	2,3	2,1	2,2	7,9	15,3	17,4
Consumo Total (1.000 tep)	6.893,15	7.421,46	12.995,73	12.594,94	12.594,94	15.729,28	18.240,76

Fonte: BRASIL (2008a).

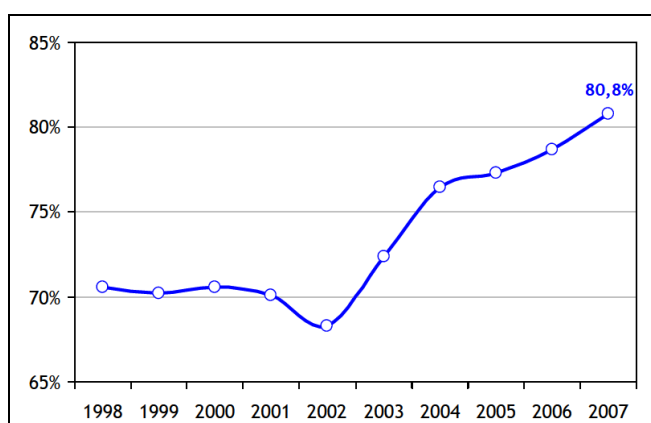
O consumo total de energia (indicado em vermelho na Figura 17) vem apresentando uma curva evolutiva bastante regular e com tendência de crescimento, acompanhando a curva de produção de uma forma bem estreita. Em 2007, alcançou 18,2 milhões de tep, como também apresentou taxa de crescimento anual média significativa no período de 1970 a 2007 (4,8% a.a.).

O consumo específico (em verde na Figura 17) vinha apresentando uma curva de queda até 1993, mas, desde então permanece estável, provavelmente pela descontinuidade de introdução de melhorias tecnologias para uma maior eficiência energética e/ou devido à fabricação de produtos com maior conteúdo energético (maior produção de laminados, de acordo com a Figura 18 a seguir).



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a) e MME (2008b).

Figura 17 - Curva de evolução do consumo de energia, produção e consumo específico no setor de ferro e aço.



Fonte: EPE (2009) com base em IBS (2008).

Figura 18 – Participação dos laminados na produção total siderúrgica (laminados e semi-acabados).

Pela diversidade de processos e rotas tecnológicas, o consumo específico de energia final pode variar bastante, oscilando de 5 GJ/t de aço para aquelas unidades não-integradas e através de rota elétrica, até mais de 30 GJ/t de aço nos processos integrados. A média do setor no Brasil, tomando-se como referência as usinas integradas a carvão mineral, que representam 73% da fabricação de aço no Brasil (MME, 2007a), situa-se em 23,9 GJ/t de aço (ABM, 2008). Uma usina modelo, tendo as melhores tecnológicas embutidas, pode ter um consumo de 14,8 GJ/t de aço, incluindo todos os energéticos, segundo WORREL *et al.* (2008)¹⁶.

Se excluía a energia elétrica, o consumo específico no grupo de usinas integradas no Brasil resulta em 20,8 GJ/t de aço, de acordo com dados coletados junto à ABM

¹⁶ Refere-se à rota via *BOF* e com lingotamento em formas mais finas e próximas dos produtos finais.

(2008) e EPE (2009). De outro lado, também abatida a energia elétrica, a melhor prática internacional indica um índice de 13,5 GJ/t de aço (WORREL *et al.*, 2008).¹⁷

4.2 Cimento

Similarmente ao setor de ferro e aço, o setor cimenteiro experimentou um crescimento extraordinário nos anos 1970, embalado pela construção civil e pelas grandes obras de infra-estrutura. A taxa média de crescimento da produção neste período foi de 12,3% ao ano (SNIC, 2008), determinando a consolidação do setor no país. Na década seguinte, o setor sofreu forte queda entre 1980 e 1985, vindo a se estabilizar nos anos seguintes. A plena recuperação da produção ocorreu somente a partir de 1996/97 pelos efeitos da estabilidade econômica do Plano Real. Em 2007 a produção foi recorde, e atingiu 46,4 milhões de toneladas, valor que representa pouco menos de 2% da produção mundial, onde a China tem liderança absoluta com perto de 45% total fabricado (ABCP, 2008).

No Brasil estão instaladas 57 fábricas, sendo a maioria na região Sudeste (SNIC, 2008). São produzidos 8 tipos básicos de cimento, que se diferenciam de acordo com a proporção de clínquer (que é o resultado da calcinação em forno rotativo), sulfato de cálcio (gesso), e de aditivos, tais como escórias, pozolanas e calcário (ABCP, 2008).

Processo Produtivo

O processo de fabricação de cimento tem início com o preparo das matérias-primas (calcário, argila, sílica e outros materiais básicos), que envolve moagem e peneiramento. O material moído e misturado é dirigido para fornos de calcinação horizontais rotativos (processo contínuo), que operam a cerca de 1.500°C. Daí se obtém o clínquer, que é resfriado, moído, e transportado para silos, onde é misturado com gesso e os demais aditivos, resultando no chamado cimento Portland¹⁸.

No caso do Brasil atualmente só é empregado o processo via seca, no qual não há adição de água no preparo da matéria-prima (IEA, 2007), o que torna os processos fabris mais eficientes energeticamente (LA ROVERE *et al.*, 2006).

¹⁷ Aqui não estão sendo consideradas mudanças estruturais mais radicais envolvendo substituição de rotas tecnológicas como, por exemplo, o emprego mais intenso de *DRI* e de aciarias elétricas.

¹⁸ A mistura simples de gesso (pelo menos 5%) ao clínquer resulta no chamado cimento Portland comum (CPC). O emprego de outros aditivos confere propriedades diferenciadas ao cimento. O cimento CPAF e o CPP resultam da adição de escória granulada de alto-forno e de materiais pozolânicos, respectivamente.

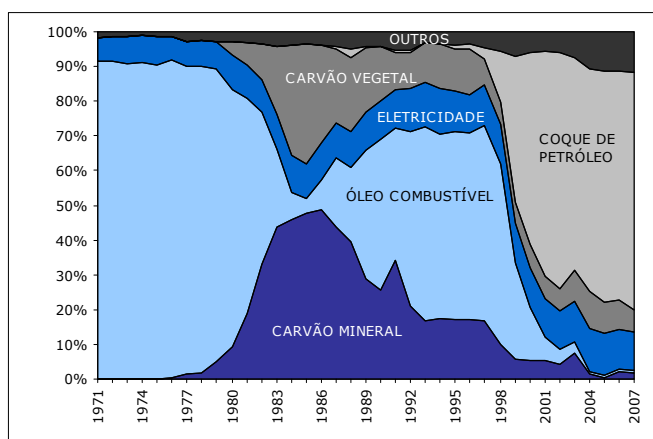
O Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

No setor cimenteiro as mudanças no consumo de combustíveis têm sido radicais. No início dos anos 1970, o setor tinha sua produção calcada em mais de 90% no óleo combustível. Passou na década seguinte para o carvão mineral (40 a 50% do total), e partir de meados dos anos 1990, o coque de petróleo foi introduzido. Nos últimos anos, esse energético passou a representar mais de 60% do consumo total, deslocando ainda mais o óleo combustível e o carvão mineral (Tabela 19 e Figura 19).

Tabela 19 - Evolução da participação relativa dos energéticos no setor cimenteiro em anos selecionados (%)

Energéticos	1975	1983	1991	1999	2007
Carvão Mineral	0,0	43,8	34,2	5,6	1,8
Óleo Combustível	90,5	22,5	38,0	27,9	0,8
Elettricidade	8,2	9,9	11,2	11,6	11,0
Carvão Vegetal	0,0	19,4	10,6	5,9	6,6
Coque de Petróleo	0,0	0,0	0,6	42,0	68,2
Outras	1,3	4,3	5,4	7,1	11,7
Consumo total (1.000 tep)	2.074	2.112	2.360	3.309	3.373

Fonte: BRASIL (2008a).

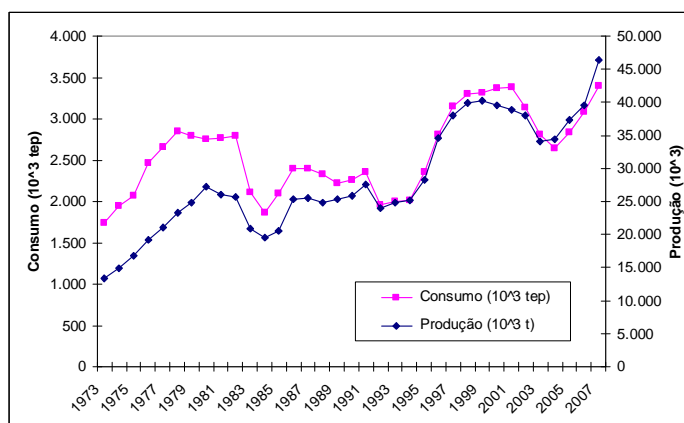


Fonte: BRASIL (2008a).

Figura 19 - Estrutura do consumo de energia no setor de cimento – participação percentual.

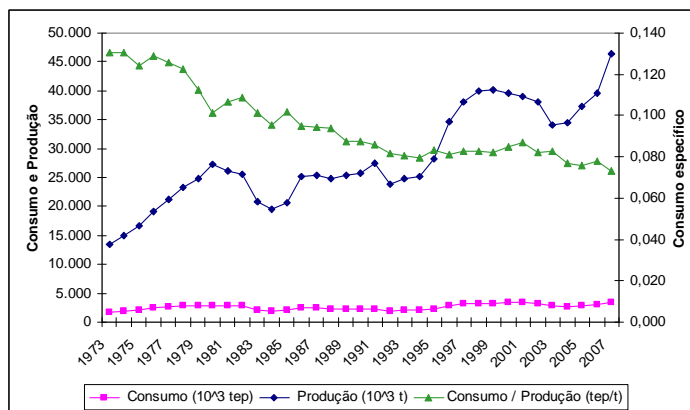
O consumo total de energia também tem oscilado bastante, acompanhando as variações da produção ao longo do tempo. Em 2007, segundo dados do BEN (BRASIL, 2008a), atingiu 3,4 milhões de tep, recuperando o nível de consumo do início dos anos 2000. Interessante notar, entretanto, conforme mostrado na Figura 20, que tanto a curva consumo quanto a de produção apresentam a mesma evolução, porém com grande

afastamento entre si antes de 1990. Deste ano em diante, o afastamento entre as curvas diminui, refletindo numa redução acentuada do consumo específico de energia, conforme indicado na Figura 21 (em verde). Essa redução entre 2007 e 1973 foi de 44%, que representa um valor extraordinário, e possivelmente resultado da combinação de dois fatores: mudanças nos processos fabris através da introdução dos processos via seca e semi-seca, e aumento do emprego de aditivos. Uma operação com maior fator de capacidade (maior produção) também poderia promover uma redução do consumo específico.



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 20 - Evolução da produção de cimento e do consumo de energia.



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 21 - Curva de evolução do consumo de energia, produção e consumo específico no setor de cimento.

O consumo de energia típico se situa na faixa entre 3,0 e 6,5 GJ/t de clínquer, conforme o tipo de processo de fabricação e a configuração das plantas em termos de sistemas de recuperação de calor (IEA, 2007). No Brasil, o consumo específico global médio situa-se em 4,1 GJ/t de clínquer, enquanto que o térmico fica em 3,7 GJ/t

clínquer (valores a partir de dados da EPE, 2009 e BRASIL, 2008a). A configuração tecnológica mais moderna e eficiente permite alcançar um valor mínimo de 2,85 GJ/t de clínquer, segundo WORREL *et al.* (2008), considerando exclusivamente o uso da energia térmica.

4.3 Ferro-ligas

As ferro-ligas são usadas na fabricação de praticamente todos os tipos de aços e fundidos de ferro, sendo, portanto, um insumo indispensável à indústria siderúrgica. O setor vem apresentando um crescimento da produção extraordinário (8,2% ao ano entre 1973 e 2007), e alcançou 1,2 milhão de toneladas em 2007 (MME, 2008a), com um predomínio das ligas à base de manganês (mais da metade da produção total). As demais ferro-ligas fabricadas são de cromo, silício, níquel e especiais (combinações com outros metais). São 11 indústrias que atuam no setor (MME, 2007a), fazendo o Brasil ocupar a sexta posição na produção mundial, com cerca de 4,4%. Mais de 30% da produção brasileira é exportada.

Processo Produtivo

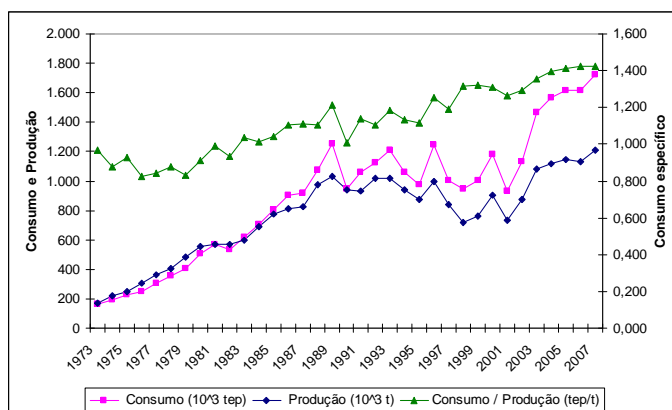
Elementos como o silício, manganês, cromo e níquel são adicionados ao aço com a finalidade de proporcionar algumas propriedades especiais e qualidade dos produtos finais obtidos.

A principal operação no processo de produção de ferro-ligas é a fusão e redução da carga. Nesta fase são extraídos da matéria-prima original, basicamente minérios, os metais que formarão as diversas ligas. As técnicas de obtenção de ferro-ligas são de dois tipos, de acordo com o elemento redutor empregado: redução carbotérmica (uso de carbono) e redução metalotérmica (uso de elemento metálico que forme um óxido mais estável do que aquele formado pelos metais que se deseja reduzir).

O processo carbotérmico pode ser conduzido em reatores do tipo alto-fornos ou em fornos elétricos de redução. No primeiro caso, o carvão atua como termo-redutor, também fornecendo calor para a fusão da carga. A maior parte da produção de ferro-ligas, entretanto, se dá em fornos elétricos a arco submerso, que operam a altas temperaturas. Nestes, a energia elétrica é conduzida através da própria carga, gerando calor e formando um arco entre os eletrodos e o banho (PROCEL, 1989).

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

Conforme mencionado, o setor de ferro-ligas, implantando nos anos 1970, foi um dos apresentou maior crescimento no consumo de energia ao longo das últimas quatro décadas. Os energéticos principais têm sido o carvão vegetal, a lenha e a eletricidade. A Figura 22 mostra a evolução do consumo total de energia, da produção e do consumo específico. Interessante notar que o setor apresentou um crescimento do uso da energia constante até 1990, acompanhando a produção também crescente. Porém, ao longo da década de 1990, tanto a produção quanto o consumo oscilam bastante, voltando a aumentar somente a partir de 2002. O consumo específico segue este comportamento, mas é sempre crescente, denotando uma produção de ligas de maior conteúdo energético. Em 2007 o consumo total de energia atingiu 1,7 milhões de tep, segundo o BEN (BRASIL, 2008a).



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 22 - Curva de evolução do consumo de energia no setor de ferro-ligas.

O consumo específico global médio de todo o setor no Brasil encontra-se em torno de 60 GJ/t de ferro-ligas, sendo 35,2 GJ/t advindos do uso de combustíveis (BRASIL, 2008a). A Tabela 20 mostra quão variáveis são os consumos específicos de energia elétrica de acordo com o tipo de liga produzida.

Tabela 20 - Consumo específico de energia elétrica para diferentes produtos obtidos em fornos elétricos de redução

Tipo de Liga	Consumo Específico de Energia Elétrica (kWh/t)
FeSi45	4.800 - 5.100
FeSi75	8.500 - 9.200
FeSi90	11.000 - 13.000
Si-metálico	12.000 - 14.000
FeCr-AC	4.000 - 5.000
FeSiCr	7.000 - 8.000
FeMn-AC	2.300 - 3.000
FeSiMn	4.200 - 5.200

Fonte: PROCEL (1989)

4.4 Mineração e pelletização

O setor de mineração compreende as atividades de extração de minérios metálicos, com destaque para o minério de ferro, bauxita, cobre, manganês, níquel, chumbo e outros metais, e também de extração de minerais não-metálicos, incluindo o calcário, caulim, gipsita, sal gema, sal marinho, dentre outros. A pelletização trata dos processos de fabricação de pelotas (*pellets*) de minério de ferro para compor a carga das usinas siderúrgicas. Em termos de valor econômico os minerais metálicos respondem por pelo menos 65% das receitas do setor, com amplo predomínio do minério de ferro (70%), seguido do ouro, da bauxita e do manganês (DNPM, 2007).

Na mineração de alguns dos produtos citados, o Brasil ocupa posição de destaque no cenário internacional. É principal produtor de nióbio, sendo responsável por 91% da produção mundial, segundo o DNPM (2007). Outros minerais que podem ser destacados são: minério de ferro - 2º produtor; caulim - 3º; bauxita - 4º; manganês - 4º; e estanho - 4º.

A produção de minério de ferro atingiu em 2006 o valor de 318 milhões de toneladas, que representa 19% da produção mundial¹⁹. Cerca de 62% da produção nacional é exportada.

A produção de *pellets* alcançou 50,5 milhões de toneladas em 2006, e é 90% exportada (DNPM, 2007).

¹⁹ A China é o principal país produtor com 520 milhões de toneladas em 2006, segundo o DNPM (2007).

Processo Produtivo

No segmento da mineração as atividades básicas compreendem detonações, escavações, transporte e todo o processo de tratamento inicial dos diversos minérios, que pode incluir britagem, moagem, lavagem e outros procedimentos físicos. Os processos são, dessa forma, intensivos no uso de eletricidade, basicamente para o acionamento motriz nos diversos processos indicados.

Nos processos de pelotização de minério de ferro, onde se dá a concentração e aglutinação dos óxidos de ferro na forma de *pellets*, o processo é intensivo em calor, conseguido pela queima de combustíveis diversos. Neste segmento, o processo se inicia com o recebimento do minério (na forma de lama contendo pelo menos 62% de ferro), segue para a conformação das pelotas em grandes discos, queima destas em fornos a cerca de 1.150°C, resfriamento e estoque para posterior transporte. As pelotas de minério de ferro são utilizadas diretamente nos alto-fornos ou nos fornos de redução direta no setor siderúrgico.

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

O setor como um todo também vem apresentando um vigoroso crescimento do consumo de energia, impulsionado pelas demandas dos mercados interno e externo de produção de aço. A matriz de energia do setor tem mudado bastante, saindo de um uso bastante concentrado no óleo combustível na década de 1970 para o emprego de outros energéticos como o carvão mineral e o coque de petróleo e, mais recentemente e em menor escala, para o gás natural. O consumo de energia do setor vem crescendo a uma taxa média anual de 7% ao ano, e atingiu em 2007 o consumo total de 3,2 milhões de tep, conforme indicado na Tabela 21.

O consumo específico térmico médio na pelotização de minério de ferro no Brasil é de 2,16 GJ/t de pelotas, podendo ser reduzido para 1,7 GJ/t, segundo análise dos dados fornecidos pela EPE (2009).

Tabela 21 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor de mineração e pelotização em anos selecionados (%)

Energéticos	1977	1987	1997	2007
Gás Natural	0,0	3,2	9,0	7,0
Carvão Mineral e Coque Carvão Mineral	0,0	2,5	16,1	21,7
Lenha	0,0	1,5	0,0	0,0
Óleo Diesel	5,8	6,7	8,7	7,2
Óleo Combustível	78,4	43,5	31,2	22,8
Gás Liquefeito de Petróleo	0,0	0,2	0,3	0,6
Querosene	1,0	0,4	0,1	0,0
Eletricidade	14,8	38,4	32,6	27,8
Carvão Vegetal	0,0	3,2	0,0	0,0
Coque de Petróleo	0,0	0,3	2,1	12,8
Consumo Energético (1.000 tep)	875	1.328	1.703	3.342

Fonte: BRASIL (2008a).

4.5 Química

O setor químico tem uma grande diversidade de produtos, que podem apresentar processos produtivos bastante complexos, como os da petroquímica, como também processos simples, como a produção de alguns sais inorgânicos e de gases industriais. A indústria química no Brasil situa-se entre as dez maiores do mundo, onde a liderança é dos EUA, seguidos da China e do Japão. No Brasil, o setor está constituído por 760 empresas e pouco mais de 1.000 plantas, segundo a ABIQUIM (2007). Perto de 25% do faturamento total se dá pela produção de produtos petroquímicos e de resinas termoplásticas. A Tabela 22 apresenta as produções de alguns dos principais produtos químicos e suas aplicações mais usuais.

Tabela 22 - Produção e aplicações de alguns dos principais produtos químicos

Produtos	Produção em 2006 (milhões t/ano)	Principais aplicações
Eteno	3,4	Polietileno, dicloroetileno, policloreto de vinila (PVC) e óxido de etileno.
Amônia	1,3	Fertilizantes (60%), sendo o restante para processos químicos.
Metanol	0,7	Formaldeído (insumo básico para resinas sintéticas diversas).
Cloro	1,2	DCE (37%), óxido de propeno (21%), ácido clorídrico (13%).
Hidróxido de sódio (soda)	1,3	Química / petroquímica (24%), papel e celulose (23%), metalurgia/siderurgia (18%) e sabões e detergentes (8%).
Ácido sulfúrico	6,1	Fertilizantes (78%), processos químicos e tratamento de metais.

Fonte: ABIQUIM (2007).

Uso da Energia

Com relação ao uso de energia, o setor químico é constituído de segmentos específicos de elevado consumo (chamados de energo-intensivos), tais como o petroquímico, fertilizantes e cloro-álcalis (TOLMASQUIM *et al.*, 2003b), que fazem com que o setor seja o quarto maior consumidor de energia dentro da indústria brasileira. Em 2007 foram consumidos 7,7 milhões de tep, equivalente a 8,8% do total empregado no setor industrial (incluindo o setor de refino de petróleo).

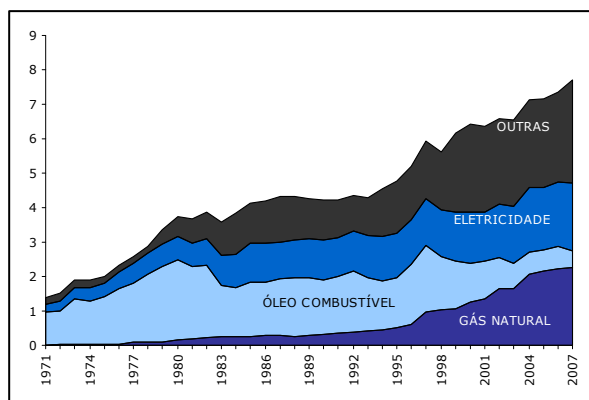
O setor vem enfrentando mudanças acentuadas no perfil dos energéticos utilizados. Similarmente aos demais setores, nos anos 1970, havia um forte predomínio no emprego do óleo combustível (70% em 1976), que foi paulatinamente substituído pela lenha, carvão vapor e eletricidade durante na década de 1980. Nos últimos 10 anos, o gás natural e outras fontes secundárias do petróleo (coque de petróleo) têm substituído fortemente os demais energéticos, conforme mostrado na Tabela 23 e a Figura 23. Nota-se que este consumo total, incluindo todas as fontes de energia, tem tido um comportamento sempre crescente e regular, sem fortes oscilações.

Importante também notar o quão varia a intensidade energética de acordo com os diversos produtos mostrados na Tabela 24.

Tabela 23 - Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor químico em anos selecionados (%)

Energéticos	1977	1987	1997	2007
Gás Natural	4,0	6,6	16,1	29,3
Carvão Vapor	0,0	4,5	1,9	1,1
Lenha	3,9	7,6	1,8	0,7
Óleo Combustível	66,1	38,1	32,6	6,2
Eletricidade	22,4	24,8	22,9	25,7
Outras	3,7	18,3	24,7	37,0
Consumo Energético (1.000 tep)	2.567	4.327	5.933	7.715

Fonte: BRASIL (2008a).



Fonte: BRASIL (2008a).

Figura 23 - Evolução do consumo do setor químico (valores em 10^6 tep).

Tabela 24 - Consumos específicos de energia de alguns produtos químicos

Produto	Consumo específico (GJ/t) (térmico + elétrico)
Eteno	18,85
Policloreto de vinila	2,90
Poliéster	28,21
Propileno	3,15
Amônia	28,26
Ácido sulfúrico	0,14
Nitrato de amônio	0,93
Metanol	30,00
Cloro / soda	18,30
Carbonato de sódio	12,00

Fonte: TOLMASQUIM *et al.* (2003b), IEA (2007), WORREL *et al.* (2000).

A seguir são vistos com mais detalhes três dos principais blocos produtivos dentro da indústria química em termos do consumo de energia - a petroquímica (produtos básicos e intermediários), o setor de fertilizantes e de cloro-álcalis. No conjunto, estes grupos são responsáveis por 70% do consumo total de energia do setor. Outros segmentos, como de elastômeros, resinas, plásticos e de química fina, também podem apresentar produtos específicos de maior intensidade energética, mas no todo, dado o menor volume produzido, tendem a ter um consumo absoluto inferior em comparação com os segmentos indicados anteriormente.

4.5.1 Petroquímica

A indústria petroquímica é na realidade uma cadeia de produção compreendendo poucas unidades industriais com elevadíssima capacidade de produção, as quais produzem a maior parte das matérias-primas empregadas pelas indústrias de produtos

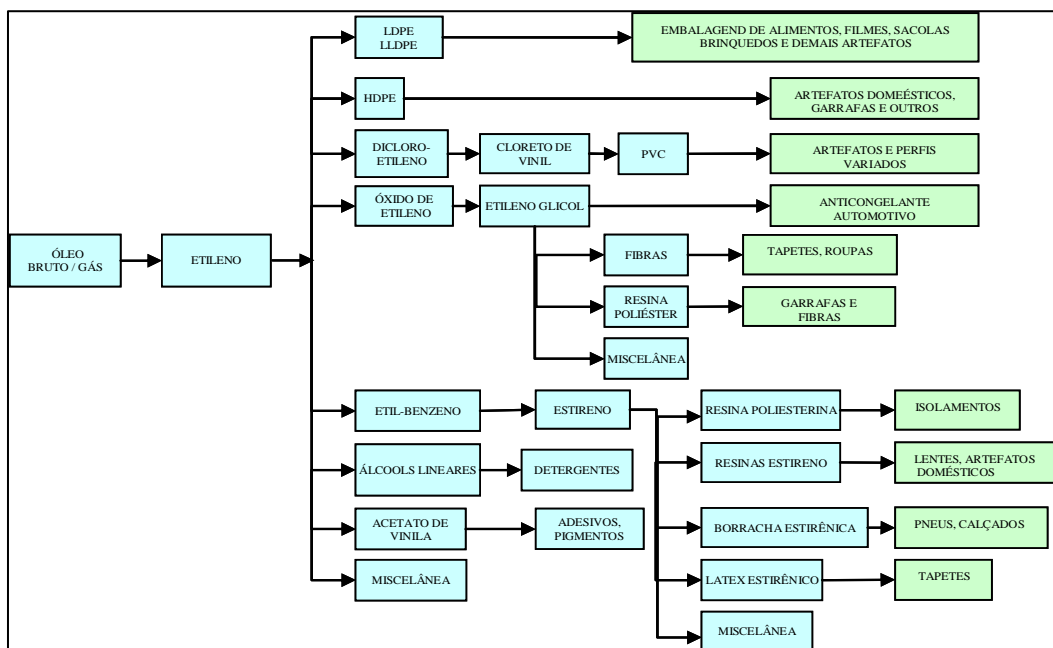
orgânicos e praticamente todos os insumos para as indústrias de polímeros, compreendendo termoplásticos, elastômeros e resinas.

Na chamada indústria petroquímica básica há a conversão de matérias-primas, tais como a nafta ou o gás natural (etano e outras frações condensadas), em produtos ou insumos básicos de 1ª. geração, como o eteno, propeno, butenos e aromáticos (BTX - benzeno, tolueno e xileno). As olefinas (C2-C4) são obtidas em operações de craqueamento à vapor, enquanto os aromáticos (C6-C8) são obtidos através de reforma catalítica da nafta. A partir destes insumos de 1ª. geração, há toda uma cadeia complexa para a obtenção dos produtos petroquímicos diversos de 2ª. geração (intermediários), como termoplásticos, PVC e polietileno, e de produtos de 3ª. geração, que são fibras sintéticas, plásticos e borrachas sintéticas. Nestes dois últimos blocos, alguns dos principais itens em termos de produção física são: etilbenzeno, estireno, óxido de etileno, glicóis de alcenos (etilenoglicol e propilenoglicol), ftalatos, metanol e formaldeído. A Tabela 25 a seguir resume as produções dos produtos básicos em 2006 e suas destinações principais, e a Figura 24 mostra o fluxograma da cadeia produtiva do eteno.

Tabela 25 - Produção de petroquímicos básicos em 2006 e destinações principais

Produtos básicos	Produção (milhões t/ano)	Destinações principais
Eteno	3,1	Polietileno, dicloreto de etileno, policloreto de vinila, (PVC), e óxidos de etileno.
Propeno	1,8	Plásticos e produtos intermediários.
Butenos	0,4	Borrachas, plásticos e produtos intermediários.
Benzeno	0,9	Borrachas e produtos intermediários.
Tolueno	0,2	Tintas e vernizes.
Xilenos	0,4	Solventes e produtos intermediários.

Fonte: ABIQUIM (2007).



Fonte: AMERICAN CHEMISTRY COUNCIL, 2005 apud IEA (2007).
 Figura 24 - Fluxograma da cadeia produtiva do eteno.

Processo Produtivo (Eteno)

O eteno é obtido do gás residual ou gasóleo resultante do refino do petróleo ou do tratamento do gás natural. A produção ocorre em quatro fases: craqueamento térmico, compressão do gás e tratamento, separação de produto e resfriamento. O craqueamento se processa em alto-fornos na faixa entre 600-800°C (de acordo com o insumo), na presença de catalisadores e vapor a alta pressão e temperatura. Em seguida, a mistura gasosa obtida é dirigida a compressores, resfriadores e evaporadores, atingindo finalmente as torres de fracionamento, onde o eteno é recuperado a baixas temperaturas e elevadas pressões, sendo separado do hidrogênio, metano e do etano.

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho

De acordo com estimativas feitas em INT (2007), CEPED (2006), TOLMASQUIM *et al.* (2003b) e WORREL (2000), o consumo de energia no grupo produtor dos insumos básicos, apresentados na Tabela 25, situou-se em torno de 1,675 milhões de tep em 2006 (23% do total do setor químico), onde 94% se refere ao emprego de combustíveis. Somente a produção de eteno, principal produto, demandou cerca de 1,4 milhões de tep neste mesmo ano. Se considerado todo o setor, compreendendo todos os produtos básicos e os intermediários, o consumo total de

energia deve se situar em cerca de 2,5 milhões de tep, ou seja, 34% do consumo total do setor químico.

O consumo específico oscila acentuadamente, dependendo da matéria-prima utilizada (base em etano ou em nafta) e ainda do grau de integração de plantas, podendo se situar entre 15 e 50 GJ/t de eteno para rotas a partir do etano (IEA, 2007). A melhor tecnologia pode produzir um índice total de 12,5 GJ/t de eteno (ou de 11,5 GJ/t excluindo-se a eletricidade), segundo WORREL *et al.* (2008).

4.5.2 Fertilizantes

A cadeia de produtos para a obtenção de fertilizantes compreende vários ramos específicos, chamados de fabricação de produtos intermediários. A produção dessa matéria-prima para fertilizantes responde por cerca de 34% da produção física total da indústria brasileira de produtos químicos, segundo a ABIQUIM (2007), onde se destaca a produção de ácido sulfúrico, conforme indicado na Tabela 26 a seguir.

Os superfosfatos simples e triplo (SSP e TSP), produtos resultantes da reação de rochas fosfáticas com ácido sulfúrico e fosfórico, respectivamente, tiveram uma produção em 2006 de 8,8 milhões de toneladas (ANDA, 2008).

Tabela 26 - Produção de intermediários para fertilizantes em 2006

Produto	Produção (milhões de toneladas)
Amônia	1,348
Ácido nítrico	0,602
Nitrato de amônio	0,470
Uréia	1,419
Sulfato de amônio	0,236
Ácido sulfúrico	6,114
Ácido fosfórico	1,207
Fosfato de amônio	1,103

Obs.: uma parte menor das produções indicadas se destina a outros ramos da química que não de fertilizantes.

Fonte: ABIQUIM (2007).

Processo Produtivo

A amônia, produto básico para a cadeia produtiva dos fertilizantes, é produzida pelo processo Haber-Bosch pela combinação de nitrogênio e de hidrogênio. O primeiro

gás é extraído do ar e o segundo a partir do gás de síntese obtido do gás natural (principalmente) ou de outra fonte como a nafta, gás de coqueria da siderurgia, gases de refinaria ou óleo pesado (IEA, 2007). A reação se dá 370°C, a alta pressão (250 atm) e na presença de um catalisador a base de óxido de ferro.

Uso de Energia e Indicadores de Desempenho - Amônia

Trinta plantas industriais compõem o segmento de fertilizantes, cujo consumo total de energia em 2006 foi de cerca de 1,5 milhão de tep, de acordo com estimativas do INT (2007). Desse total, estima-se que 910 mil tep (62%) tenham se dado na fabricação de amônia.

Os consumos específicos totais (térmico e eletricidade) no mundo situam-se entre 28 - 53 GJ/t de amônia. O processo mais eficiente, que atinge somente 28 GJ/t, parte da reforma autotérmica, que combina a oxidação parcial e a reforma a vapor (DE BEER *et al.*, 2001, WORREL *et al.*, 2008). O valor de consumo específico para o Brasil (valor que agrega o gás natural como matéria-prima) é de 36 GJ/t de amônia (IEA, 2007).

4.5.3 Cloro-álcalis

A indústria de produção de cloro-álcali inclui a fabricação de cloro, hidróxido de sódio e carbonato de sódio. A produção brasileira em 2006 atingiu cerca de 3,0 milhões de toneladas, com uma produção preponderante de hidróxido de sódio (1,3 milhões de toneladas) e de cloro (1,2 milhões de toneladas). As aplicações dos produtos são bastante variadas. O hidróxido de sódio é empregado na própria indústria química e petroquímica (29%), na produção de papel e celulose (21%) e na metalurgia (18%). O cloro encontra aplicação principalmente na petroquímica, na fabricação de dicloroetano e óxido de propeno, que corresponde a perto de 60% da demanda do produto, e ainda na produção de ácido clorídrico, solventes e polpa de papel. Por fim, o carbonato de sódio (barrilha) tem aplicação na indústria de sabões e detergentes, vidros e em outros processos químicos (ABIQUIM, 2007).

Considerando o segmento de soda e cloro, segundo estimativas baseadas em INT (2007) e TOLMASQUIM *et al.* (2003b), o consumo de energia atingiu em 2006 cerca de 507 mil tep, sendo que 63% na forma de energia elétrica.

4.5.4 Outros da indústria química

Elastômeros, Termoplásticos e Resinas

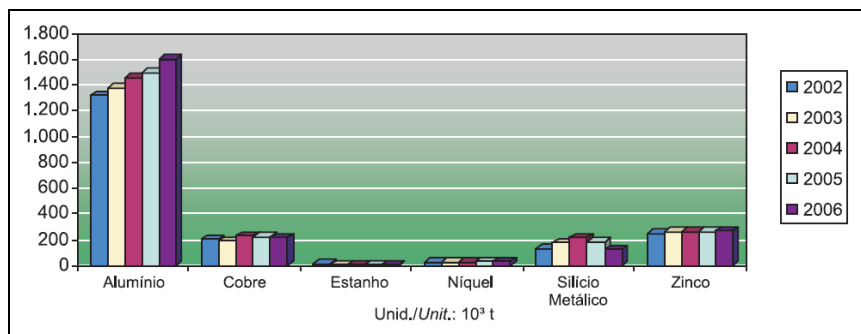
Este grupo deriva da petroquímica. Entre os elastômeros, estão os produtores de borrachas em geral, incluindo produtos de estireno, butadieno, polibutadieno, borracha nitrílica e látex (vários tipos). Nos produtos termoplásticos podem ser destacados os polietilenos, o cloreto de polivinila (PVC) e o poliestireno; além de outros plásticos, como: poliamidas, policarbonato e PET. Dentre as resinas os tipos predominantes são as alquídicas, aminadas, de poliéster e epóxi. Para este bloco é estimado um consumo em 2006 de 710.000 tep, com base em INT (2007).

Química Fina

Este segmento engloba os produtos de maior valor agregado dentro da indústria química em geral. Há uma diversidade de produtos farmoquímicos, corantes e pigmentos, e aditivos em geral. O consumo não é muito intenso em energia, tendo resultado em cerca de 72.000 tep em 2006 (INT, 2007).

4.6 Não-ferrosos e outros metálicos

O setor de não-ferrosos e de outros metálicos corresponde à produção de alumínio, cobre, zinco, silício metálico e outros metais. O alumínio, conforme indicado na Figura 25, desponta como o principal metal não-ferroso produzido no Brasil, além de ser o que vem apresentando o maior crescimento ano a ano. Em seguida os metais com produção mais representativa são o zinco, o cobre e o silício metálico. A Tabela 27 a seguir sintetiza os principais metais não-ferrosos, suas produções e outras informações.



Fonte: MME (2007a).

Figura 25 - Produção brasileira de metais não-ferrosos primários

Tabela 27 - Produção de metais não-metálicos no Brasil e mundo

Metal	Produção brasileira em 2006 (10⁶ t)	% da produção em relação mundo	Brasil no ranking mundial	Principais produtores
Alumínio	1,655	4,7	6°.	China e Rússia
Cobre	0,193	1,3	19°.	China e Chile
Chumbo	0,052	0,6	26°.	China e EUA
Estanho	0,009	2,5	7°.	China e Indonésia
Níquel	0,031	2,7	13°.	Rússia e Canadá
Silício metálico	0,186	20,0	4°.	EUA e China
Zinco	0,272	2,5	12°.	China e Canadá

Fonte: Elaboração a partir de MME (2007a).

Processo produtivo

Os processos completos em geral seguem rotas muito parecidas umas das outras, ou seja, compreendem a etapa de mineração, tratamento e/ou concentração do minério, redução e fusão em fornos elétricos e lingotamento. No caso do cobre, a título de exemplo, o processo completo apresenta os seguintes passos específicos: mineração, concentração do minério, secagem, fusão, eletro-refino, eletro-acabamento e recuperação de ácido sulfúrico, sub-produto do processo (IEA, 2007).

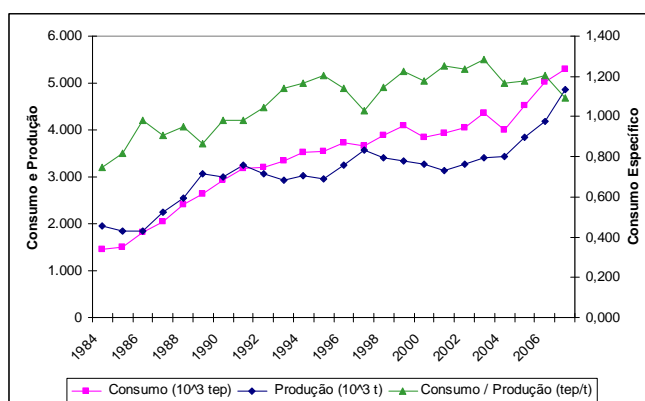
Uso da Energia

O consumo de energia no setor dos não-ferrosos vem crescendo de forma acelerada (6% a.a. no período de 1975/2007). Atingiu 5,9 milhões de tep em 2007, com uma forte predominância do uso da eletricidade (variando entre 55 e 70% ao longo de 1970 a 2007), seguida do óleo combustível (em torno de 20%). Conforme indicado na Tabela 28, não ocorreram grandes mudanças no setor, à exceção da inserção do emprego do gás natural nos últimos anos. O consumo específico de energia (Figura 26) vinha apresentando uma curva crescente até 2003, associada ao aumento da produção de alumínio, cujo processo produtivo é muito intenso em energia elétrica.

Tabela 28 - Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor de não-ferrosos e outros metálicos em anos selecionados (%)

Energéticos	1977	1987	1997	2007
Gás Natural	0,0	0,4	0,9	10,6
Lenha	0,0	0,9	0,0	0,0
Óleo Combustível	22,0	15,9	18,8	18,8
GLP e Diesel	0,0	0,8	1,2	1,5
Gás Canalizado	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão Min./ Coque Carvão Mineral	0,0	0,2	4,9	4,5
Elettricidade	60,7	63,0	62,3	54,7
Carvão Vegetal	2,0	5,8	0,7	0,1
Outros Secundários de Petróleo	15,4	13,0	11,2	9,8
Consumo total (1.000 tep)	1.198	2.937	3.841	5.982

Fonte: BRASIL (2008a) e MME (2008a).



Fonte: BRASIL (2008a) e MME (2008a).

Figura 26 - Evolução do consumo de energia, produção e consumo específico de energia no setor de não-ferrosos e outros metálicos.

Avaliando-se em detalhe o uso de energia na fabricação de alguns destes metais não-ferrosos, percebe-se que as intensidades energéticas estão sempre atreladas à qualidade e composição do minério original, e também se as empresas produtoras ou países têm processos completos ou somente parte. No Brasil os consumos específicos médios de energia praticados estão indicados na Tabela 29, onde são observadas grandes variações.

Tabela 29 - Consumos específicos de energia no Brasil para os principais metais não-ferrosos

Metais	Consumo específico global (térmico + elétrico) - GJ/t	Consumo específico elétrico - MWh/t (GJ/t)	Consumo específico térmico - GJ/t
Cobre	8,37	1,11 (4,00)	4,37
Estanho	21,77	5,35 (19,26)	2,51
Níquel	53	7,5 (27)	26
Zinco	18,00	4,62 (16,63)	1,37
Alumínio	96,30	14,95 (53,83)	42,47

Fonte: Elaboração a partir de MME (2007a), exceto para o níquel (IEA, 2007).

4.6.1 Alumínio

O alumínio apresentou uma produção em 2007 de 1,655 milhões de toneladas ²⁰, que representa 4,7% da produção mundial (6º. produtor mundial), segundo a ABAL (2008). Demais principais países produtores são, por ordem: China, Rússia, Canadá, EUA e Austrália.

A partir do alumínio primário são produzidas chapas, lâminas, folhas, extrudados, fios, cabos, fundidos, forjados e outros, cuja produção total em 2006 alcançou 994.000 toneladas (ABAL, 2008).

A reciclagem também é uma prática forte no setor. Atualmente no Brasil 38% do consumo doméstico retorna como sucata, que é uma taxa acima da média mundial. Outro destaque é o índice brasileiro de reciclagem de embalagens de latas, que atinge 95%, superior ao índice do Japão e dos EUA, respectivamente 86 e 53% (MME, 2008c).

Processo Produtivo

O processo fabril segue três grandes etapas: mineração para a extração da bauxita, obtenção da alumina (trióxido de alumínio), e produção do alumínio metálico. Para a produção de 1 tonelada de alumínio, são necessários 1,9 t de alumina que, por sua vez, exigem 9,6 t de bauxita (ABAL, 2008).

²⁰ São sete os grupos produtores de alumina e/ou alumínio primário no Brasil: Alcan Alumínio do Brasil Ltda. (MG e MA), Alcoa Alumínio S.A. (MG e MA), Alunorte - Alumina do Norte do Brasil S.A. (PA), BHP Billiton Metais S.A. (MA), CBA - Cia. Brasileira de Alumínio (SP), Novelis Brasil Ltda. (MG) e Valesul (RJ).

A alumina é produzida a partir da purificação do minério de bauxita, usualmente através do processo Bayer (Figura 27). Este se inicia com a moagem da bauxita e seu tratamento (digestão) em uma solução quente de soda cáustica. A solução é precipitada e em seguida calcinada para a obtenção da alumina anidra. O processo é intensivo em calor, especialmente nas etapas de digestão e calcinação, que são realizadas em fornos rotativos ou estacionários, alimentados por combustíveis (responsáveis por 85% da energia necessária no processo) (WORREL *et al.*, 2008).

O processo segue para a fase de redução ou fusão da alumina para a produção do alumínio metálico através do processo Hall-Hérould com anodos pré-cozidos (processo eletrolítico). Neste processo faz-se a passagem de corrente elétrica na alumina dissolvida em banho de criolita, sob alta temperatura. O alumínio a ser reciclado é fundido nesta etapa do processo. O processo é concluído com o vazamento ou lingotamento do alumínio líquido em moldes de formatos diversos (lingotes, blocos e chapas).

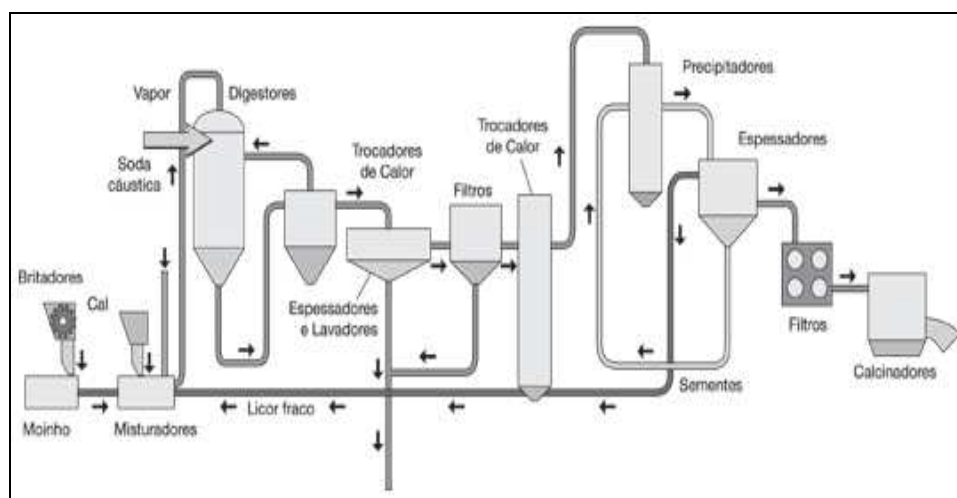


Figura 27 - Fluxograma do processo de produção da alumina.

Fonte: ABAL (2008).

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

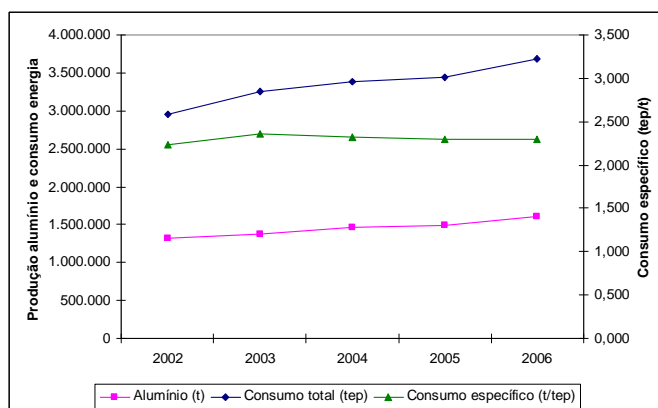
A Tabela 30 mostra a evolução do consumo nos últimos anos na produção de alumina e de alumínio. Vale destacar que somente o consumo total de energia elétrica neste segmento, incluindo a produção de alumina e de alumínio metálico, resultou num consumo de eletricidade de 25.983 GWh em 2006, que representa 6% de toda a energia elétrica gerada no Brasil naquele ano. Esse elevado consumo pode representar até 35% do custos de produção, de acordo com ALBANESE (2008).

Tabela 30 - Produção de alumina e de alumínio metálico e consumos de energia

	2002	2003	2004	2005	2006
Alumina (t)	2.522.000	2.648.800	2.820.400	2.886.100	3.097.500
1. Bauxita (t)	9.112.900	11.033.700	11.861.100	12.200.200	15.847.500
2. Óleo Combustível (t)	603.600	671.400	651.300	656.700	738.000
3. Energia Elétrica (GWh)	829,7	1.928,30	1.998,50	1.643,20	2.009,90
4. Consumo energia total (tep)	650.207	809.706	796.468	771.091	880.593
5. Consumo específico (tep/t)	0,258	0,306	0,282	0,267	0,284
Alumínio (t)	1.318.400	1.380.600	1.457.400	1.497.600	1.603.600
1. Energia Elétrica (GWh)	19.474,50	20.758,90	22.076,70	22.939,60	23.973,80
2. Óleo Combustível (t)	58.300	61.000	62.400	59.100	54.200
3. Coque de petróleo (t)	496.900	530.500	545.100	556.200	601.700
4. Piche (t)	152.400	162.100	166.700	172.500	183.800
5. Consumo energia total (tep)	2.300.146	2.451.160	2.582.673	2.668.570	2.802.591
6. Consumo específico (tep/t)	1,745	1,775	1,772	1,782	1,748
Consumo total (tep)	2.950.353	3.260.866	3.379.141	3.439.661	3.683.184
Consumo específico (t/tep)	2,238	2,362	2,319	2,297	2,297

Fonte: Elaboração a partir de MME (2007a).

O consumo específico de energia global do processo, considerando tanto a produção de alumina quanto a de alumínio, vem oscilando nos últimos anos, embora apresente uma tendência de queda (ver Figura 28). O índice específico de energia elétrica na produção de alumínio metálico no Brasil é de 14,95 MWh/t, abaixo da média internacional, que é de 15,3 MWh/t (MME, 2007a). A melhor prática para esse indicador é de 13,6 MWh/t de alumínio (49 GJ/t), incluindo todas as utilidades, de acordo com WORREL *et al.* (2008).



Fonte: Elaboração a partir de MME (2007a).

Figura 28 - Evolução da produção de alumínio metálico, do consumo total de energia e do consumo específico.

Na fabricação de alumina, o consumo típico de combustíveis no processo se situa entre 10 - 15 GJ/t de alumina (IEA, 2007). No Brasil este consumo específico para fins térmicos tem variado entre de 10,0 e 12,0 GJ/t de alumina, enquanto o processo mais atualizado e eficiente poderia atingir 9,5 GJ/t de alumina (ISR AUSTRÁLIA, 2000, IEA ALUMINUM PRODUCTION, 2007 apud IEA, 2007).

4.7 Têxtil

O setor têxtil é um dos mais tradicionais no Brasil. Conforme comentado, atravessou um período de forte declínio nos anos 1990, quando muitas indústrias antigas fecharam por desatualização tecnológica, gerencial e baixa competitividade (GORINI, 2000). Nos últimos anos o setor vem se recuperando e ocupa a sexta posição entre os produtores mundiais. É o segundo principal fornecedor de tecidos de índigo e o terceiro produtor de malhas. A produção total em 2006 foi de 1,732 milhões de toneladas, incluindo fios, tecidos e malhas. A Tabela 31 indica a produção do setor entre 1998 e 2006, e percebe-se que a taxa média anual de crescimento da produção neste período foi de 3,64 % ao ano, puxada pelo sub-setor de tecidos.

As empresas que compõem este segmento são bastante variadas, podendo ter processos completos de fiação, tecelagem, beneficiamento e confecção, ou somente um ou alguns destes. O número total de empresas é estimado pela ABIT (2008) como sendo de 30.000, onde existem indústrias de grande porte, com processos completos, até empresas bem pequenas, atuantes somente na etapa de confecção.

Tabela 31 - Produção do setor têxtil entre 1998 e 2006 - em toneladas

	1998	2000	2002	2004	2006	Taxa anual (%)
Produção total	1.301.500	1.750.300	1.524.700	1.638.227	1.732.451	3,64
Fios	1.068.600	1.454.800	1.245.300	1.256.625	1.345.408	2,92
Tecidos	822.200	1.090.700	1.218.400	1.312.950	1.369.382	6,58
Malhas	383.100	505.000	475.400	453.932	609.485	5,98

Fonte: ABIT (2008).

Processo Produtivo

O processo de uma indústria têxtil também é bastante diversificado, dada a variedade de produtos e de possibilidades de integração de processos. Nos processos completos, a fabricação tem início com o recebimento da matéria-prima, geralmente

algodão em fardos, que são limpos e processados em operações diversas para a obtenção de fios. Os fios podem alvejados ou tingidos e ainda sofrer tratamentos térmicos especiais. Seguem então para a fase de tecelagem (operação em teares), obtendo-se os tecidos brutos, que ainda passarão por processos de beneficiamento e acabamento, podendo compreender: lavagem, alveijamento, tingimento, estamparia, secagem, e outros tratamentos especiais. Por fim, determinadas indústrias podem também ter a etapa de confecção.

Uso de Energia e Indicadores de Desempenho

O consumo no setor têxtil em 2007 foi de somente 1,2 milhões de tep, resultando num acréscimo sobre 1970 de apenas 57% (1,2% a.a.). De modo similar aos demais setores, houve a substituição do óleo combustível pela lenha num primeiro momento, e nos últimos anos a conversão das unidades industriais para o gás natural (Tabela 32). Além desse aspecto, conforme mostrado na Figura 29, o consumo total de energia tem flutuado bastante.

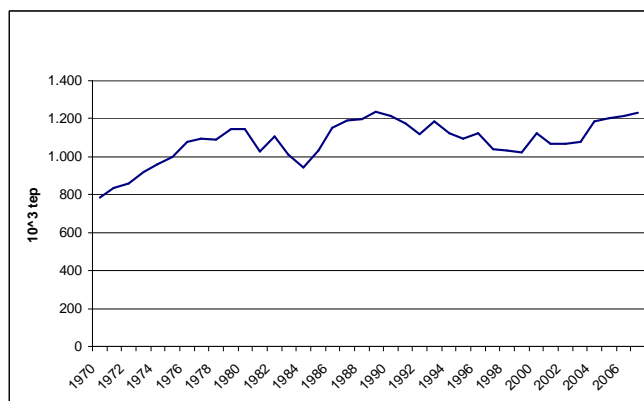
Entretanto, através da Figura 30, nota-se uma forte correlação entre o nível de produção (em vermelho) e o consumo específico do setor (em verde). Quando a produção cresce, nitidamente o consumo específico se reduz.

O consumo específico é extremamente variável, conforme o tipo de tecido. Uma indústria padrão do setor pode ter um consumo específico térmico médio de 16,5 GJ/t de tecido (INT, 2007, IPT, 1985b), que pode ser reduzido a 13,9 GJ/t pela incorporação de processos mais eficientes e modernos e através da eliminação de perdas.

Tabela 32 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor têxtil em anos selecionados (%)

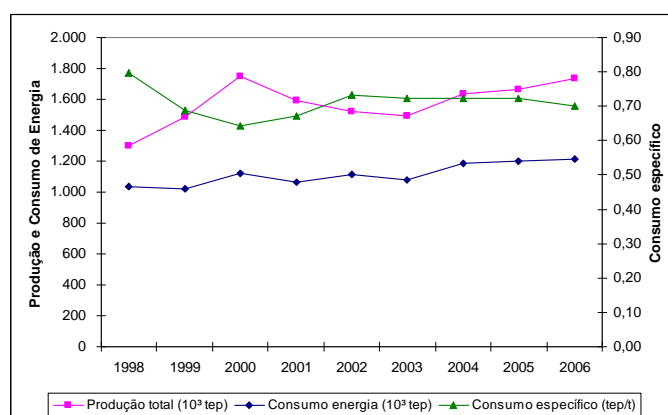
Energéticos	1972	1979	1986	1993	2000	2007
Gás Natural	0,0	0,0	0,4	6,4	15,3	29,2
Lenha	20,6	6,0	21,6	8,5	7,2	7,5
Óleo Combustível	54,9	61,5	31,6	36,4	21,6	8,5
Eletricidade	23,4	30,3	44,0	47,6	53,4	53,7
Outras	1,1	2,2	2,4	1,2	2,6	1,1
Consumo energético (1.000 tep)	859	1.143	1.149	1.187	1.124	1.275

Fonte: BRASIL (2008a).



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 29 - Curva de evolução do consumo de energia no setor têxtil.



Fonte: Elaboração a partir de ABIT (2008) e BRASIL (2008a).

Figura 30 - Evolução da produção, consumo de energia e consumo específico entre 1998 e 2006.

4.8 Alimentos e bebidas

O setor de alimentos e bebidas abriga uma grande variedade de produtos, conforme mostrado na Tabela 33. O setor como um todo vem crescendo bastante, diante da estabilidade econômica conseguida desde 1995, segundo a ABIA (2008).

Tabela 33 - Produção de alguns dos principais itens do setor de alimentos

Produto	Produção / ano base	Ranking no mundo	Referências
Açúcar	29,7 milhões t / safra 2006/07	nd	UNICA, 2008
Massas alimentícias	1,27 milhão t / 2006	3°.	ABIMA, 2007
Biscoitos	1,9 milhões t / 2006	2°.	ABIMA, 2007
Pães	5 milhões t / 2006	nd	ABIP, 2007
Laticínios	25 bilhões litros / 2006	5°.	EMBRAPA, 2007
Grãos diversos	130 milhões t / 2007	nd	IBGE, 2007
Café torrado	1,02 milhão t / 2007	14°.	ABIC, 2007
Café solúvel	20,7 mil t / 2007	nd	ABICS, 2007
Chocolates	410 mil t / 2005	4°.	ABICAB, 2008
Carnes bovinas	6,30 milhões t / 2004	nd	SIC, 2007
Carnes de aves	6,0 milhões t / 2007	4°.	AGROCARNES, 2007
Carnes de suínos	2,87 milhões t / 2004	nd	ABIPES
Cervejas	10,34 bilhões litros / 2006	5°.	SINDICERV, 2007
Refrigerantes	13,60 bilhões litros / 2006	3°.	ABIR, 2007

nd – não disponível.

Processos Produtivos

Os processos fabris das indústrias de alimentos são extremamente diversificados, mas geralmente de baixa complexidade. Algumas das principais operações incluem: lavagem, cozimento, pasteurização, concentração, secagem, dentre outras. Todos esses são processos a baixa temperatura, supridos por sistemas de vapor ou água quente, ou pela queima direta de combustíveis gasosos ou ainda por equipamentos elétricos. As operações de resfriamento são providas geralmente por sistemas elétricos.

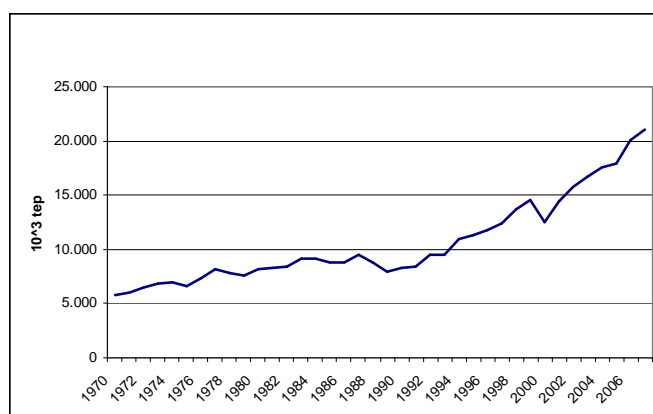
Uso de Energia nos Processos e Indicadores de Desempenho

O setor de alimentos e bebidas foi responsável pelo consumo de 21,3 milhões de tep em 2007, conforme já comentado, o maior entre os setores da indústria. Na década de 70 havia um consumo significativo de óleo combustível e de lenha, que vem perdendo espaço, especialmente para o bagaço de cana, que atende o setor sucroalcooleiro (Tabela 34). O consumo de energia a partir de meados dos anos 90 vem apresentando um crescimento bastante acelerado, conforme curva mostrada na Figura 31. Os consumos específicos típicos são baixos, conforme mostrados na Tabela 35.

Tabela 34 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor alimentos e bebidas em anos selecionados (%)

Energéticos	1972	1979	1986	1993	2000	2007
Carvão Vapor	0,0	0,1	1,2	0,9	0,4	0,2
Gás Natural	0,0	0,0	0,3	1,8	1,8	2,8
Lenha	25,3	16,2	25,8	18,8	14,8	8,9
Bagaço de Cana	57,2	56,1	55,8	58,4	62,8	75,8
Óleo Combustível	13,3	20,1	6,5	9,0	8,2	2,1
Eletricidade	3,0	6,0	9,6	10,6	11,1	9,1
Outras	1,2	1,4	0,8	0,6	0,8	1,2
Consumo Energético (1.000 tep)	6.495	7.536	8.774	9.511	12.482	21.262

Fonte: BRASIL (2008a).



Fonte: Elaboração a partir de MME (2008a e 2008b).

Figura 31 - Curva de evolução do consumo de energia no setor de alimentos e bebidas.

Tabela 35 - Consumos específicos térmicos de produtos alimentícios diversos

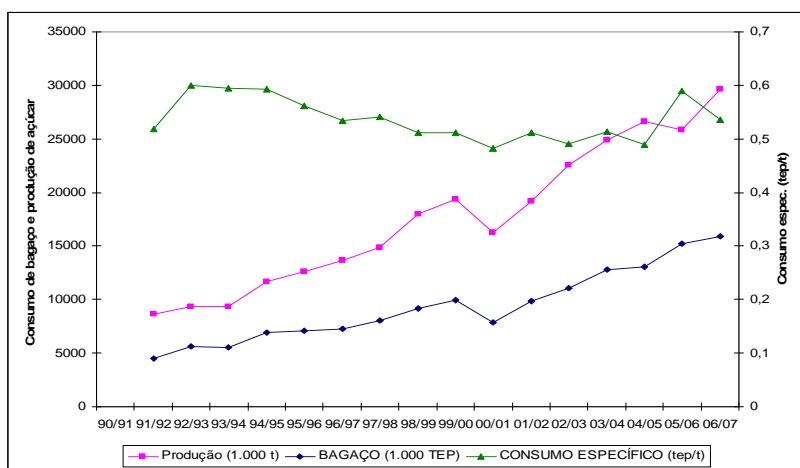
Produto	Consumo específico (GJ/t)
Açúcar	2,80
Massas e pães	2,00 - 5,00
Carnes	4,81
Torrefação de café	2,51
Laticínios	0,84

Fonte: Elaboração a partir de diagnósticos energéticos diversos realizados pelo INT.

Diante das grandes quantidades produzidas de alguns itens, alguns segmentos específicos se destacam com relação ao consumo absoluto de energia, como é o caso do setor de açúcar, apresentado a seguir.

4.8.1 Açúcar

A produção de açúcar alcançou 29,7 milhões de toneladas na safra 2006/07 no Brasil (UNICA, 2009), e vem evoluindo desde 1990 numa taxa de 9,1% ao ano. A produção atual é realizada em 240 usinas mistas, produtoras de açúcar e álcool, e em 14 indústrias produtoras somente de açúcar. A maior parte das indústrias está localizada no Estado de São Paulo (CRUZ, 2008). A Figura 32 mostra a evolução da produção, do consumo de energia e do consumo específico.



Fonte: Elaboração a partir de UNICA (2008) e BRASIL (2008a).

Figura 32 - Evolução da produção de açúcar no Brasil, do consumo de bagaço de cana e do consumo específico de energia.

4.9 Papel e celulose

O setor de celulose e papel no Brasil é constituído por 220 empresas, responsáveis em 2007 por uma produção de 12,0 milhões de toneladas de celulose e de 9,0 milhões de toneladas de papel. O setor foi um dos que mais cresceu nos últimos 15 anos (taxa média anual de 5% a.a.). O Brasil é o 6º maior produtor de celulose, onde a liderança é dos EUA, seguidos do Canadá e China. Na produção de papel o Brasil ocupa a 11ª. posição, com a liderança dos EUA, acompanhados da China e do Japão (BRACELPA, 2008).

Relativamente às pastas de celulósicas, os principais itens de produção em 2007 foram as do tipo de fibra curta e branqueada (9,5 milhões de toneladas ou 80% da produção total de pastas). Quanto ao papel, o do tipo de embalagem liderou a pauta de produção do mesmo ano (4,4 milhões de toneladas - 49%) (Tabela 36).

Tabela 36 - Produção de celulose por tipo de pasta e de papel por tipo de aplicação em 2007 (em mil toneladas)

Produção de Pasta de Celulose		Produção de Papel	
Fibra Longa	1.474,8	Papel de imprensa	143,5
Branqueada	85,8	Papel de imprimir e escrever	2.493,2
Não branqueada	1.389,1	Papel para embalagem	4.423,7
Fibra Curta	10.001,4	Papel para fins sanitários	812,3
Branqueada	9.555,0	Papel cartão	636,0
Não branqueada	446,4	Cartolinas	44,0
Pasta Alto Rendimento	521,4	Outros	455,9
Total	11.997,7	Total	9.008,4

Fonte: BRACELPA (2008).

Em 2006 o Brasil reciclou 45,4% dos papéis recicláveis, ficando em 10º lugar entre demais países produtores e que têm programas de reciclagem (BRACELPA, 2008).

Processo Produtivo

As unidades produtivas de papel e celulose podem ser de três tipos: as integradas de papel e celulose, as que produzem somente celulose e as que produzem exclusivamente papel.

Nos processos integrados existem cinco etapas básicas: preparo da madeira, polpação (obtenção da celulose), branqueamento (se desejável), recuperação química de produtos e a produção de papel propriamente dita. No preparo da madeira, as cascas são removidas e os troncos são cortados em pedaços menores (*chips* ou cavacos). A polpação tem o objetivo de separar as fibras de celulose da madeira e retirar resíduos indesejáveis. Os métodos principais de polpação são de três tipos: químico, mecânico, ou a combinação dos dois métodos. No método químico²¹, a madeira e outros materiais fibrosos são cozidos em solução aquosa a alta temperatura e alta pressão em equipamentos digestores. No processo químico Kraft (ou processo sulfato), um dos mais comuns de polpação, a polpa cozida é lavada e filtrada para a separação dos resíduos e outros materiais indesejáveis. A solução resultante é chamada de lixívia negra (ou licor negro), bastante rica em material orgânico. Na polpação mecânica, as fibras de celulose são separadas mecanicamente pela pressão dos pedaços de madeira contra discos

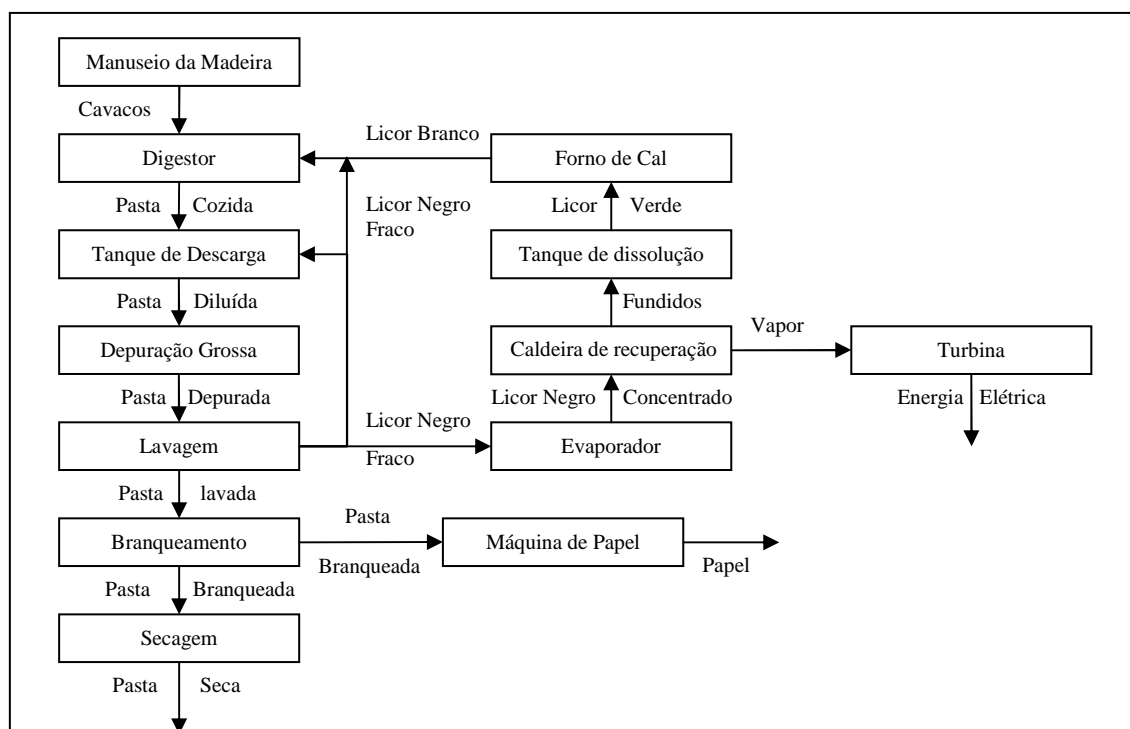
²¹ São três os principais processos de polpação química: Kraft ou sulfato (alcalino), sulfito (ácido) e semiquímico ao sulfito (neutro).

metálicos e outros dispositivos. A combinação do método mecânico com o químico e/ou tratamento com vapor produz polpas das mais variadas. Na polpação termomecânica, os cavacos e raspas de madeiras são amolecidos com vapor e então refinados.

A polpa de celulose obtida segue para o processo de branqueamento, que tem o objetivo de alterar ou remover a lignina residual da celulose, deixando o produto final com a cor mais clara.

Tanto no processo Kraft quanto no de sulfito, a regeneração dos produtos químicos é um procedimento comum. Além desses produtos químicos recuperados para reutilização, o licor negro é reaproveitado para uso como combustível nas caldeiras geradoras de vapor.

Na fabricação de papel, os estágios do processo são: preparo e adequação da pasta celulósica, formação da folha (mesa plana), prensagem mecânica para extração da água e a secagem da folha. A secagem do papel é realizada em máquinas com grande aporte de vapor em cilindros rotativos. Na Figura 33 está indicado o fluxo de produção para um processo integrado.



Fonte: Elaborado a partir de IPT (1985a).

Figura 33 - Fluxograma de fabricação de celulose e papel.

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

O setor de papel e celulose apresentou mudanças expressivas na sua matriz de uso de energia (Tabela 37). Nos anos 1970, o óleo combustível respondia por cerca de 50% dos energéticos empregados. Na década seguinte houve forte substituição por lenha e lixívia negra. Desde então o emprego da lixívia negra seguiu crescendo, chegando a alcançar, em 2007, perto de 45% do total da energia utilizada. A eletricidade empregada no acionamento motriz e o gás natural para a geração de calor completam o quadro atual dos principais energéticos utilizados.

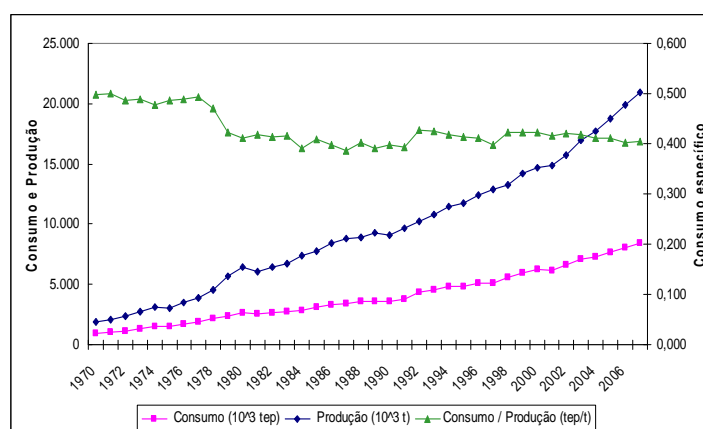
O setor também foi um dos mais aumentou o uso da energia de 1970 a 2007 (805% ou 6,1% ao ano), atingindo neste último ano o montante de 8,6 milhões de tep (BRASIL, 2008a).

Observando a Figura 34, nota-se que o consumo de energia e a produção crescem de forma regular, enquanto o consumo específico se reduz também de forma uniforme ao longo do tempo.

Tabela 37 - Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor papel e celulose em anos selecionados (%)

Energéticos	1975	1983	1991	1999	2007
Carvão Vapor	5,0	4,5	3,5	1,3	0,9
Gás Natural	0,0	0,3	1,7	3,7	7,0
Lenha	13,6	27,7	17,6	16,7	15,1
Lixívia	18,2	28,2	31,4	37,5	44,9
Óleo Combustível	49,0	20,8	16,2	17,0	5,5
Eletricidade	13,2	17,7	19,1	16,7	16,7
Outras	1,0	0,8	10,5	7,1	9,9
Consumo energético (1.000t tep)	1.481	2.773	3.815	5.991	8.555

Fonte: BRASIL (2008a).



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 34 - Curva de evolução do consumo de energia no setor de celulose e papel.

Praticamente todas as etapas do processo fabril apresentam alta intensidade energética. Os consumos específicos de energia variam numa ampla faixa de acordo com o processo empregado e em função das características do produto final (p. ex.: celulose branqueada, não-branqueada, gramatura do papel etc). No processo termomecânico, por exemplo, o consumo específico global de energia varia na faixa de 4,3 a 12,6 GJ/t de papel, dependendo do nível tecnológico e da fração de vapor recuperado. Já nos processos por via química, este parâmetro pode se situar na faixa de 20 a 25 GJ/t, sendo boa parte da demanda elétrica suprida por unidades de cogeração de energia (IPT, 1985a).

No Brasil, o consumo específico global médio, segundo o BEN (BRASIL, 2008a), é de 16,9 GJ/t de papel e celulose. Excluindo-se a energia elétrica, este consumo específico resulta em 14,1 GJ/t de papel e celulose. Se considerada a adoção das melhores tecnologias, de acordo com IEA (2007) e WORREL *et al.* (2008), e a cesta atual de produtos (rotas de processamento de celulose e os diversos tipos de papel), poderia se projetar o consumo específico global ideal a ser atingido entre 13,5 e 14,5 GJ/t de papel e celulose ou entre 11,5 e 12,3 GJ/t para somente a energia térmica.

4.10 Cerâmico

O setor de cerâmica é constituído por dois sub-setores bem distintos - cerâmica branca e cerâmica vermelha. O primeiro é composto de empresas que atuam em linhas de produtos de maior conteúdo tecnológico e valor agregado, tais como pisos, azulejos, louça de mesa, louça sanitária, refratários e outros. O segundo sub-setor, a cerâmica vermelha, é composto de produtores de artigos de menor exigência técnica e de menor valor, como blocos, tijolos e telhas, empregados na construção civil.

O sub-setor de cerâmica branca ou não estrutural é constituída de cerca de 200 indústrias, que fazem com que o Brasil seja o quarto maior produtor mundial, atrás apenas da China, Itália e Espanha. A produção total está apresentada resumidamente na Tabela 38. O segmento de cerâmica vermelha reúne aproximadamente 5.500 empresas, de portes bastante variados. A produção em 2007 foi estimada em 47,7 milhões de toneladas, onde 66% se refere à produção de blocos estruturais e de vedação (Tabela 38).

Tabela 38 - Produção do setor de cerâmica no Brasil em 2007

Tipo de produto	Produção em 2007	Número de fábricas
Cerâmica Branca (1)		
Revestimentos (pisos e azulejos)	682 milhões m ² (6.820.000 t)	117
Louças sanitárias	20,8 milhões de peças (320.000 t)	18
Louças de mesa	134 milhões de peças (40.200 t)	15
Refratários	420.000 t	44
Isoladores elétricos	27.000 t	7
Cerâmica Vermelha (2)		
Blocos	15,8 bilhões de peças (30,7 milhões t)	~3.600
Telhas	8,3 bilhões de peças (16,0 milhões t)	~1.900
Tubos	0,04 milhões t	12
Total cerâmica vermelha	46,74 milhões t	~5.500

Fonte: (1) ABC (2008) e ANFACER (2008); (2) estimativa própria baseada em ANICER (2008) e ABC (2008).

Processo Produtivo

Os processos de fabricação de peças cerâmicas, tanto brancas quanto vermelhas, são assemelhados. A argila é extraída de jazidas e segue para a preparação (mistura com água), seguida de conformação das peças em máquinas extrusoras ou prensas. As peças úmidas são dirigidas para secagem em fornos ou estufas e posterior queima em fornos de diversos tipos.

Os produtos mais simples e de menor valor, como tijolos e telhas, são queimados na faixa de 900-1.000°C, enquanto produtos mais elaborados, com coberturas de material vítreo e colorido, exigem condições de queima mais controladas e combustíveis limpos, além de temperaturas mais elevadas (1.200°C). No caso dos produtos esmaltados, pode-se ter duas queimas em fornos, sendo a primeira para cozimento da argila, e a segunda para vitrificação do esmalte, ou uma única (monoqueima), onde as duas operações se dão simultaneamente.

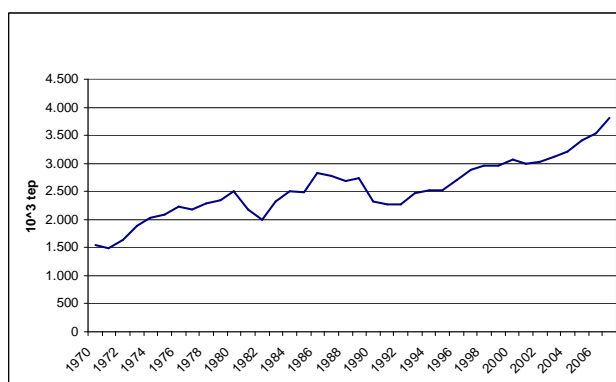
Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

O crescimento do consumo de energia da década de 1970 até hoje não foi muito elevado (2,5% a.a. entre 1970 e 2007), e resultou em 2007, segundo o BEN (BRASIL, 2008a), em 3,8 milhões de tep, tendo a lenha como principal insumo energético, seguido do gás natural (Tabela 39). Ao longo do tempo a curva de consumo de energia se mostra crescente, à exceção de dois momentos respectivamente nos anos 80 e 90 (Figura 35).

Tabela 39 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados no setor cerâmico em anos selecionados (%)

Energéticos	1975	1983	1991	1999	2007
Lenha	63,1	72,5	65,5	55,1	49,1
Gás Natural	0,0	0,1	2,6	5,3	25,0
Óleo Combustível	31,3	16,9	16,9	17,8	8,1
Eletricidade	4,5	6,3	6,7	7,9	7,4
Outras	1,1	4,2	8,3	14,0	10,4
Consumo energético (1.000 tep)	2.088	2.326	2.262	2.962	3.841

Fonte: BRASIL (2008a).



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 35 - Curva de evolução do consumo de energia no setor cerâmico.

Na Tabela 40 a seguir faz-se uma estimativa do consumo de energia em cada um dos segmentos específicos, admitindo-se que a lenha, as demais fontes primárias renováveis (resíduos da biomassa), as fontes secundárias do petróleo e 50% da eletricidade, sejam os energéticos empregados exclusivamente no segmento de cerâmica vermelha. Para a cerâmica branca, assumiu-se a totalidade do consumo de gás natural e dos demais energéticos indicados no BEN para o setor.

Tabela 40 - Consumo de energia da cerâmica branca e vermelha em 2007

Energéticos	Consumo de energia (mil tep)		
	Cerâmica Branca	Cerâmica Vermelha	Total
Lenha	-	1.885	1.885
Gás natural	956	-	956
Óleo combustível	322	-	322
Eletricidade	149	149	298
GLP	166	-	166
Carvão vapor	44	-	44
Óleo diesel	9	-	9
Outras fontes primárias	-	35	35
Outras fontes secundárias	-	98	35
TOTAL	1.646	2.167	3.813

Fonte: Elaboração própria a partir de BRASIL (2008a) e INT (2007).

O consumo total de lenha, no entanto, possivelmente deva ser superior ao valor das estatísticas oficiais. Segundo estimativas com base num consumo específico médio para a cerâmica vermelha de 720 kcal/kg de produto (SCHWOB, 2007), o consumo de lenha neste segmento deveria se situar entre 3,0 e 3,6 milhões de tep em 2007, que é bastante superior ao dado oficial indicado (de 1,9 milhões de tep). Estima-se também que entre 60 e 80% dessa lenha seja procedente de florestas nativas.²²

O consumo específico de energia é bastante variável de acordo com o produto, tipo de processo e fornos empregados. Na cerâmica branca podem variar de 3 GJ/t para azulejos até 30 GJ/t no caso de louça sanitária, de acordo com a IEA (2007). Tijolos vermelhos e telhas têm consumos na faixa de 1,3 a 6 GJ/t, conforme o tipo de fornos e se há ou não a etapa de secagem (SCHWOB, 2007, IEA, 2007). Na Tabela 41 a seguir estão indicados os valores médios praticados no Brasil de energia térmica e os valores de referência considerando a adoção das melhores tecnologias de produção.

Tabela 41 - Estimativas do consumo específico térmico atual médio no Brasil e valores de referência pela adoção das melhores tecnologias

Produtos	Consumo específico térmico atual médio do setor (GJ/t)	Consumo específico térmico com a incorporação de melhores práticas (GJ/t)
Cerâmica branca	3,35	2,90
Cerâmica vermelha	2,72	1,67

Fonte: Estimativa com base SCHWOB (2007) e INT (2005a).

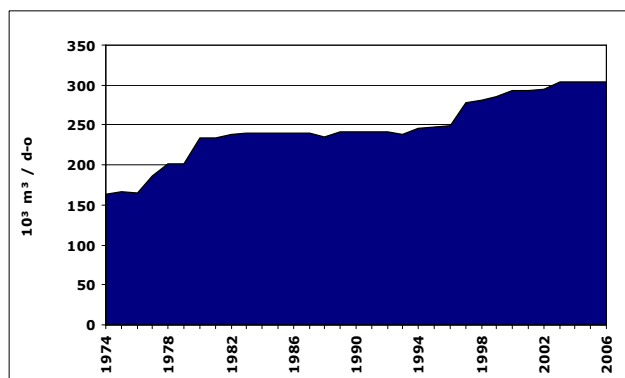
4.11 Refino de petróleo

A indústria de refino de petróleo no Brasil é constituída de 13 refinarias²³, sendo 11 delas pertencentes à Petrobras. A capacidade total de refino em 2008 foi de 322.000 m³/dia (equivalente a 2,019 milhões de bep/dia) (ANP, 2009), sendo que as capacidades individuais das plantas vão de 1.100 m³/dia ou 6.800 bep/dia (LUBNOR no Ceará) a 58.000 m³/dia ou 364.000 bep/dia aproximadamente (REPLAN em Paulínia-SP). A Figura 36 a seguir mostra a evolução da capacidade total instalada nos últimos anos,

²² Estimativa própria baseada em diversos trabalhos de diagnose energética e levantamentos no setor nos estados do Pará, Amapá, Rio Grande do Norte, Paraíba, Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Estimou-se que o índice de uso de lenha nativa nos estados do Sul e de São Paulo seja entre zero e 10%, no Rio de Janeiro e em Minas Gerais entre 75 e 85% e no restante dos estados entre 90 e 98%.

²³ A refinaria de Manguinhos, após cerca de 3 anos paralisada, está sendo reativada. A Univen Petroquímica, autorizada há poucos anos para processar condensados para a produção de combustíveis leves, poderia ser considerada uma 14ª refinaria no Brasil (ANP, 2008).

cujos crescimento tem sido modesto, ou seja, de somente 85% entre 1974 e 2006 (1,9% ao ano). Percebe na mesma Figura 36 que a capacidade de refino foi mantida estável durante 15 anos, entre 1980 e 1995, voltando a crescer somente a partir desse último ano a partir de adaptações e expansões internas. No curto prazo (2015), estão previstas duas novas instalações: a Refinaria Abreu e Lima (RENEST) em Pernambuco e o complexo petroquímico COMPERJ no Rio de Janeiro (BRASIL, 2007a).



Fonte: BRASIL (2008a).

Figura 36 - Evolução da capacidade de refino entre 1974 e 2006.

Atualmente 77% do petróleo processado é doméstico, sendo que algumas refinarias têm índices bastante elevados de processamento de óleo nacional, como por exemplo a REMAN em Manaus (99%) e a REPLAN (77%). O total de petróleo processado em 2007 foi de 102,8 milhões de m³, equivalente a 1,787 milhões de bep/dia (ANP, 2009), representando uma taxa de uso de 92%.

A cesta de produtos varia diante da composição do petróleo bruto, das instalações existentes e do mercado. A Refinaria Duque de Caxias (REDUC) no Estado do Rio de Janeiro, por exemplo, produz atualmente 21% de óleo diesel e 13% de gasolina, enquanto a REGAP (em Betim-MG) produz 39% de diesel e 19% de gasolina (ANP, 2009).

Processo Produtivo

As refinarias podem diferir razoavelmente entre si em termos de processo, em função da composição e qualidade do petróleo bruto processado e da cesta de derivados que se deseja produzir (SZKLO, 2005). Desta forma, há refinarias com parque de refino extremamente simples, como a REMAN em Manaus, por exemplo, que processa o óleo de Urucu extremamente leve e conta com poucas unidades de conversão (craqueamento catalítico), além da unidade de destilação. De outro lado, há refinarias bem complexas,

quesito melhoria da qualidade, unidades de hidrotratamento (*HDT*), intensivas em calor e hidrogênio (SZKLO e SCHAEFFER, 2006).

Em 2006, segundo dados colhidos junto à EPE (2008)²⁴, o setor consumiu 5,971 milhões de tep, tendo no gás de refinaria o seu principal insumo energético (Tabela 42). Procedeu-se uma estimativa para o consumo de energia para o ano de 1970, a partir de dados do “Setor Energético” do Balanço Energético Nacional, concluindo-se que o setor teve um consumo de cerca de 1,2 milhões de tep naquele ano. Assim, o crescimento do uso de energia no setor teria sido de 4,6% ao ano entre 1970 a 2006, valor superior à taxa de crescimento do volume de petróleo processado, que foi de somente 3,6% ao ano, confirmando o aumento da intensidade energética pelos motivos apresentados anteriormente.

Tabela 42 - Consumo de energéticos no setor de refino em 2006

Tipo de energético	Consumo (tep)	Participação (%)
Gás natural úmido	513.700	8,6
Gás natural seco	361.504	6,0
Óleo combustível	1.123.277	18,8
GLP	57.190	1,0
Elettricidade	390.044	6,5
Gás de refinaria	3.525.210	59,0
Total	5.970.925	100,0

Fonte: EPE (2008).

4.12 Outros setores da indústria

Os demais setores da indústria incluem segmentos bastante variados, indo desde indústrias com processos razoavelmente simples (ex.: setor de calçados, moveleiro, material elétrico etc) a setores de grande complexidade, como a indústria automobilística e a eletroeletrônica.

O uso da energia no setor “outras indústrias” também é variado. Há segmentos mais intensivos em energia, como a fabricação de vidro e de cal, cujos processos fabris exigem grande aporte de energia térmica, como existem segmentos de baixíssima intensidade energética, como os de montagens metal-mecânica, moveleiro e outros.

²⁴ A série histórica do setor, amplamente dominado pela Petrobras, não é divulgada pelos órgãos oficiais.

Num bloco de intensidade energética intermediária estão os segmentos de curtume, gesso, pneumáticos e a indústria automobilística.

No setor de um modo geral há um forte predomínio do uso da energia elétrica (53% em 2007), à exceção dos segmentos específicos citados como mais intensivos, onde a situação se inverte e há um consumo mais elevado de combustíveis.

Os combustíveis empregados também vêm se alterando. O óleo combustível e lenha vêm sendo gradativamente substituídos pelo gás natural, conforme indicado na Tabela 43. O consumo total do segmento “outros” atingiu 6,5 milhões de tep em 2007.

Tabela 43 – Evolução da participação relativa dos energéticos utilizados em outros setores da indústria em anos selecionados (%)

Energéticos	1975	1983	1991	1999	2007
Gás Natural	-	-	7,1	9,0	18,2
Lenha	16,3	18,6	18,6	11,7	11,5
Óleo Combustível	55,5	30,6	22,5	17,2	4,6
Eletricidade	19,0	41,9	44,4	47,5	51,5
Outras Secundárias de Petróleo	9,2	7,9	5,4	12,8	11,5
Outras	-	1,0	2,1	1,8	2,7
Consumo energético (1.000 tep)	2.948	3.018	3.680	4.888	6.525

Fonte: BRASIL (2008a).

Deve ser destacado que os segmentos de fabricação de vidros, cal e gesso, juntos, respondem por cerca de 50% do consumo de combustíveis do grupo “outras indústrias”, valor que representa perto de 1,5 milhões de tep com base em 2007, conforme será detalhado a seguir.

4.12.1 Vidro

A produção de vidro no Brasil foi estimada em cerca de 2,57 milhões de toneladas em 2006, que representa aproximadamente 2,1% da produção mundial (MME, 2007b). Os produtos são classificados em quatro categorias: vidros de embalagens²⁵ (garrafas para bebidas, frascos para alimentos, cosméticos e outros), vidros planos (empregados na construção civil, indústria automobilística, moveleira e espelhos), vidros especiais (lãs e fibras de vidro, bulbos de lâmpadas, cinescópios, isoladores elétricos etc) e vidros

²⁵ A partir da fabricação das latas de alumínio para bebidas, o setor de embalagens sofreu redução de produção, e diversificou suas linhas de produtos.

domésticos (louças de mesa e objetos de decoração) (Tabela 44). O setor está composto por 20 empresas de grande porte, muitas delas multinacionais, de 30 a 40 de médio porte e grande número de pequenas e micro empresas, dedicadas a produtos artesanais (MME, 2007b).

Tabela 44 - Produção de artefatos de vidro em 2006.

Tipo de vidro	Produção (10 ³ t)
Planos	1.178
Embalagens	973
Especiais	244
Domésticos	171
Total	2.566

Fonte: MME (2007) e ABIVIDRO (2008).

Segundo a ABIVIDRO (2008), a reciclagem atual de embalagens de vidro é estimada em 47% (com base em 2007), e vem subindo progressivamente desde a década de 80, quando não passava de 15%. O percentual de reciclagem dos demais produtos não está estabelecido, mas o setor estima que este se situe em 18% (MME, 2007b). A reciclagem no setor de vidro é um item de grande importância para a economia de energia, de água e de matérias-primas (ABIVIDRO, 2008).

Processo Produtivo

O processo de fabricação do vidro tem início com o preparo da matéria-prima, que compreende a secagem da areia e a mistura com barrilha, caco de vidro e aditivos. A matéria-prima seca (carga) segue para fornos de fusão, que operam em torno de 1.500°C. Daí o vidro fundido segue para a região de para refino nos mesmos fornos, sendo vazado em máquinas conformadoras das peças finais. Saindo destas máquinas, numa operação contínua, as peças ainda aquecidas são introduzidas nos fornos de tratamento térmico e de acabamento final (polimento e pintura, dependendo do produto). O coração do processo é o forno de fusão, que geralmente é do tipo regenerativo, com recuperação de altas taxas de calor para pré-aquecimento do ar de combustão.

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

No Brasil, a média de consumo global do setor é de 12,0 GJ/t de vidro (MME, 2007b), sendo que cerca de 10,0 GJ/t referem-se ao uso de combustíveis (INT, 2007). A partir destes consumos específicos foi possível estimar o consumo setorial de

aproximadamente 613 mil tep de combustíveis e 1.424 GWh (123 mil tep) em 2006. A soma destes equivale a 12% do consumo total de energia do setor “outras indústrias”. Considerando somente o emprego de combustíveis, o consumo do setor vidreiro responde por 21,5% do consumo total destes no sub-setor.

De acordo com o IEA (2007), o consumo específico típico pode variar entre 5,75 a 9,0 GJ/t, conforme o tipo de vidro. Os melhores índices internacionais atingem valores em torno de 3,85 GJ/t.

4.12.2 Cal

O Brasil posiciona-se em quinto lugar no ranking mundial dos produtores de cal, com 5,4% da produção, atrás da China (19%) e EUA (16%), Rússia e Japão (ambos com 7% cada). São dois tipos de produtos do setor - a cal virgem (cal viva), produto da calcinação de rochas calcárias e dolomíticas; e a cal hidratada, resultado da adição de água após calcinação. A produção de cal em 2007 atingiu 7,4 milhões de toneladas, segundo a Associação de Produtores de Cal - ABPC (apud MME, 2008b), e vem mantendo-se estável nos últimos anos, à exceção de 2006/2005 quando aumentou 9%.

O segmento é constituído de cerca de 200 empresas, sendo 20 delas de grande porte. Há produtores para mercados cativos (por exemplo, algumas siderúrgicas), que representam cerca de 16% da produção total. O restante abastece também o setor siderúrgico, além dos setores da construção civil, indústria química, pelletização de minério de ferro, indústrias de papel, alumínio, tratamento de água e agricultura.

Processo Produtivo

O processo de obtenção da cal inicia-se com a britagem e moagem das pedras de calcário a fim de homogeneizar seus tamanhos para alimentação dos fornos de calcinação. Nos fornos, geralmente verticais, as pedras são calcinadas a cerca de 1.250°C, sendo retiradas pela base para seguir para nova moagem, estoque e embalagem.

Uso da Energia e Indicadores de Desempenho Energético

Conforme estimativas da ABPC (MME, 2008b), o setor utiliza vários combustíveis - coque de petróleo (30%), gás natural (20%), óleo combustível (20%),

lenha (20%) e moinha de carvão (10%). Porém, a matriz energética do setor é muito dinâmica, podendo apresentar variações significativas ano a ano.

Baseado no consumo específico térmico médio praticado no setor de 0,104 tep/t de cal (MME, 2007b), estima-se o consumo total em 2006 de 745 mil tep, equivalente a cerca de 26,1% do consumo de combustíveis no segmento “outros”.

O consumo específico térmico no Brasil é de 4,3 GJ/t de cal (MME, 2007b), podendo ser reduzido para 3,6 GJ/t (IEA, 2007).

4.12.3 Gesso

A produção de gesso atual no Brasil é de 2,8 milhões de toneladas, valor que representa perto de 1,5% da produção mundial (SINDUSGESSO, 2008). O setor está concentrado no Estado de Pernambuco, que é responsável por 90% da produção nacional, e onde estão mais de 300 empresas, entre mineradoras, calcinadoras e fabricantes de artefatos (principalmente placas para revestimento) (DNPN, 2007, INT, 2005b).

Tomando como base o consumo específico de 350 kcal/kg de gesso (INT, 2007), conclui-se que o setor consumiu 98 mil tep em 2006, montante que representa 3,3% do consumo total de combustíveis neste ano do setor “outras indústrias”. Os combustíveis empregados são a lenha e o coque de petróleo.

- **Comentário finais**

De acordo com as descrições dos segmentos industriais, nota-se, de um modo geral, que em vários destes tem ocorrido uma redução do uso de energia ou a troca de energéticos. Naqueles onde o consumo específico de energia tem aumentado, há evidências de que a cesta de produtos tem se alterado, incorporando produtos de maior intensidade energética. Este tipo de análise, de alguma forma, pode ajudar na escolha das opções tecnológicas a serem propostas no próximo Capítulo 5, como também facilitar a definição dos potenciais de redução no emprego de fontes fósseis, para eficiência energética e redução ou eliminação do uso de biomassas de desmatamento (biomassas não-renováveis).

5 OPÇÕES TECNOLÓGICAS DE MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂ NA INDÚSTRIA - CONCEITOS E DESCRIÇÃO

5.1 Introdução

No setor industrial brasileiro são encontradas indústrias em estágios tecnológicos distintos, resultado das fases econômicas vivenciadas pelo país, e também em função das políticas setoriais específicas praticadas sob diferentes óticas e em momentos distintos, conforme discutido anteriormente. O mercado também tem determinado algumas mudanças, especialmente naqueles setores onde a competitividade constitui fator chave para a sobrevivência das empresas (PINHEIRO *et al.*, 2001). Neste contexto, muitos segmentos específicos vêm se modernizando e têm se tornado mais eficientes como um todo. No entanto, na medida em que seguem crescendo, permanecem pressionando o consumo de energia trazendo, conseqüentemente, um aumento das emissões de CO₂.

O crescimento do uso de energia tem se manifestado de forma distinta nos diversos segmentos específicos. Naqueles onde a energia tem um papel mais relevante e pesa mais sobre os custos, ou onde há maior exposição a mercados muito competitivos, tem havido maior preocupação em reduzir seu consumo, através da adoção de tecnologias de maior eficiência energética ou ainda pelo uso de fontes energéticas de menor custo. No caso da eficiência energética, o resultado final em termos ambientais é sempre positivo, pois ocorre redução do consumo específico de energia nas empresas, conforme observado em vários segmentos no Brasil.

De outro lado, a troca por energéticos mais baratos nem sempre proporciona um resultado ambientalmente favorável. Pode ocorrer tanto a substituição de combustíveis de maior conteúdo em carbono fóssil, como o óleo combustível ou carvão mineral, por combustível de menor emissão, como o gás natural, por exemplo, o que é desejável, mas também pode se acontecer o inverso, gerando impacto negativo. Esse fato vem sendo percebido em alguns setores, onde o coque de petróleo vem sendo introduzido fortemente nos últimos anos, conforme relatado no Capítulo 4.

Além destas opções tecnológicas ligadas à eficiência energética e à substituição de combustíveis, outras possibilidades também têm sido observadas no setor industrial, e também têm contribuído com uma maior racionalização energética e redução de custos.

São elas: adoção da reciclagem de materiais, emprego de fontes renováveis e cogeração de energia.

Assim, diante deste conjunto de oportunidades tecnológicas que já se encontra disponível no mercado, e com o objetivo de estabelecer o potencial de redução de emissões de CO₂ num cenário de baixo carbono até 2030, optou-se em avaliar as opções de mitigação agrupadas nos seis grandes blocos seguintes:

- Eficiência Energética
- Reciclagem e Economia de Materiais
- Substituição Inter-energéticos (troca de fonte fóssil por fóssil)
- Energia Renovável (emprego de biomassas e da energia solar térmica)
- Eliminação de Biomassas de Desmatamentos (biomassas não-renováveis)
- Cogeração de Energia

Outras possibilidades tecnológicas de aplicação industrial também poderiam estar contempladas no conjunto acima. Entretanto, por ainda não se encontrarem plenamente maduras ou tenderem a ter uma penetração ainda muito tímida ou improvável no horizonte de tempo (até 2030) tratado na parte central do presente estudo, estas opções foram excluídas nesta fase. A tecnologia de captura e armazenagem de carbono (CCS), por exemplo, será tratada sucintamente no Capítulo 9, quando se projeta um cenário complementar até o ano de 2050.

5.2 Eficiência energética

A eficiência energética por definição é produzir um determinado bem, produto ou serviço, fazendo uso de uma menor quantidade de energia, mantendo, entretanto, a qualidade do produto ou o padrão de serviço. Ou seja, as medidas de eficiência energética objetivam alcançar determinada produção ou serviço, reduzindo ou eliminando perdas e desperdícios de energia. Compreende a adoção desde medidas mais simples e de baixo custo no campo operacional (*house keeping*)²⁶ à implementação de

²⁶ Dentre as medidas operacionais mais simples encontram-se rotinas de manutenção, como a eliminação de vazamentos de vapor ou calor, regulação e controle de temperatura de equipamentos, redução da pressão em sistemas de vapor, manutenção em geral, instalação ou reparo de isolamentos térmicos etc (além de várias outras na área da energia elétrica aqui não tratadas).

novas tecnologias e processos de menor consumo energético, geralmente envolvendo investimentos mais elevados.

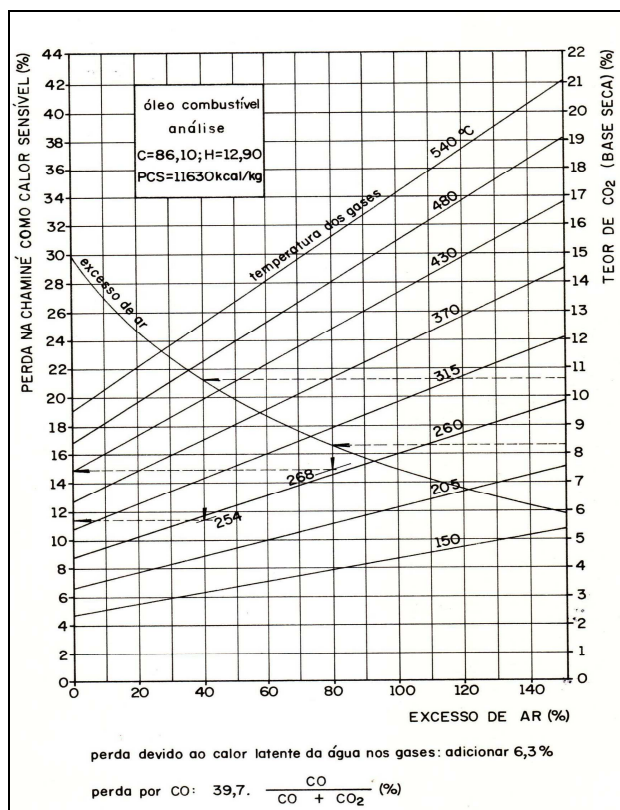
As técnicas de eficiência energética ganharam maior visibilidade a partir dos choques do petróleo na década de 70 do século passado. Desse período em diante, as indústrias passaram a incorporar procedimentos para evitar o desperdício de energia e medidas de modo a garantir maior rendimento de equipamentos e processos em geral. Um bom indicador desta mudança de comportamento pode ser visualizada nas diversas figuras do Capítulo 4, onde são apresentadas curvas decrescentes de consumo específico de energia em vários segmentos. Assim, custos mais elevados com a energia, e mais tarde a necessidade de auferir ganhos de produtividade e competitividade, fizeram (e têm feito) as empresas incorporarem medidas de eficiência energética em seus processos.

As possibilidades de redução de consumo de energia térmica estão presentes em todo o processo produtivo das empresas, compreendendo a geração de energia (calor e/ou trabalho) em cadeiras de vapor, motores e turbinas, e equipamentos de uso final de energia, tais como fornos, fornalhas, secadores e inúmeros equipamentos utilizadores de vapor e outros fluidos aquecidos. Visando uma avaliação mais detalhada do potencial de mitigação existente, conforme será apresentado a seguir, as medidas de eficiência energética na área térmica estão sub-divididas nos quatro grandes blocos seguintes: melhoria de combustão, recuperação de calor, implementação de processos mais modernos e eficientes, e outras medidas no campo operacional.

5.2.1 Melhoria de combustão

Os processos de combustão estão presentes em praticamente todos os segmentos industriais, constituindo um dos principais pontos a serem observados visando a otimização do consumo energético de equipamentos térmicos. Geralmente estes processos de combustão trazem consigo ineficiências energéticas, quer por limitações dos equipamentos quer por questões operacionais (US/DOE, 2002a). No mercado existem queimadores modernos, de rendimento superior, porém mais caros (CONFOR, 2009). Estes promovem melhores misturas combustível/comburente, possibilitam modulações automáticas de acordo com a demanda de calor e operam com baixos níveis de excesso de ar, garantindo uma redução de perdas de calor nos gases de exaustão

(REED, 1985). Quanto menor o ar de excesso possível de ser usado na combustão, menores são as perdas de calor nos gases de exaustão para uma dada temperatura e, conseqüentemente, maiores são os rendimentos dos processos, conforme ilustrado na Figura 38 para a queima de óleo combustível.



Fonte: IPT (1983).

Figura 38 - Perda de calor nos gases de exaustão para a queima de óleo combustível de acordo com percentual de excesso de ar ou teor de CO₂, e temperatura destes gases.

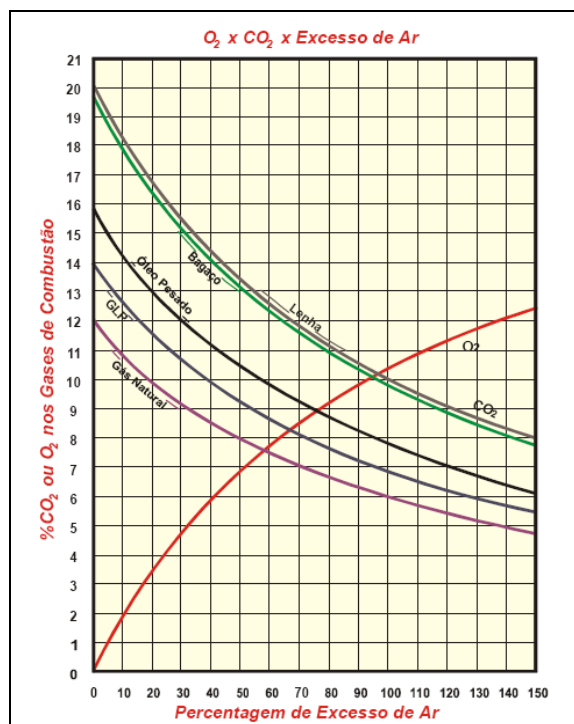
No lado operacional, é muito comum encontrar equipamentos desregulados, operando com razões ar/combustível extremamente elevadas ou ainda com níveis elevados de fuligem (carbono não queimado), que também acarretam perdas de energia (US/DOE, 2002a). Para a queima de combustíveis líquidos, o ideal é que se opere com excesso de ar que não ultrapasse 10-15%; e para combustíveis gasosos até 10% de excesso de ar (CONFOR, 2009). Porém, no caso da queima de combustíveis sólidos, como carvão e biomassas, uma boa combustão só é conseguida com excesso de ar mais elevado (acima de 30%), devido à menor superfície de contato desses combustíveis com o ar (REED, 1985). Neste caso, uma das soluções é exatamente aumentar a superfície de contato desses combustíveis sólidos, utilizando-os, por exemplo, na forma de briquetes,

chips, ou ainda pulverizados. Outra possibilidade, também para combustíveis sólidos em dimensões reduzidas, é o emprego da combustão em leito fluidizado (BEÉR, 2000, HOWARD, 1989), que permite operar com menores níveis de excesso de ar, mistura ar/combustível mais homogênea e maior eficiência energética, além de se reduzir as emissões de NO_x e SO_2 .

O simples controle dos gases de combustão pode ser efetuado pelo ajuste adequado da relação ar/combustível, que é conseguido através da dosagem dos teores de oxigênio e/ou de CO_2 , conforme mostrado na Figura 39. Não menos importante são também a manutenção adequada de queimadores e a boa atomização no caso da queima de combustíveis líquidos, itens que, somados à regulagem de combustão, podem proporcionar economias entre 2 e 5% em caldeiras e fornos industriais (ENERGETICS, 1998, REED, 1985). O emprego de oxigênio, puro ou enriquecendo o ar de combustão, em particular em alguns processos de alta temperatura, também constitui uma possibilidade de ganhos energéticos significativos²⁷ (ABM, 2008).

A título de exemplo, no caso da queima de óleo combustível numa caldeira, considerando uma situação hipotética de excesso de ar de 50% e temperatura de chaminé de 250°C, as perdas de calor sensível nos gases de exaustão atingiriam 14,0%. Uma situação ideal, o excesso de ar poderia ser de 10%, fazendo com que as perdas fossem reduzidas para 10,3% (vide resumo de algumas situações na Tabela 45), que representaria uma economia de pouco mais de 4%, confirmando a importância de se ter um bom controle da combustão. Segundo o US/DOE (2002a), 30% das instalações das indústrias norte-americanas dos setores de papel e celulose, química e petróleo, têm potencial para a melhoria dos processos de combustão em caldeiras, podendo alcançar 2,2% de redução no consumo de combustíveis.

²⁷ A parcela de ar que é suprimida pelo oxigênio puro é constituída por 79% em volume de nitrogênio que, por ser um gás inerte, não tem qualquer função na combustão, a não ser o de carrear uma boa parcela de calor sensível nos gases de exaustão.



Fonte: CONFOR (2009).

Figura 39 - Relação de teores de CO₂ ou O₂ e excesso de ar de acordo com o tipo de combustíveis.

Tabela 45 - Perdas de calor para a queima de óleo combustível

% EXCESSO DE AR NA QUEIMA	% PERDAS DE CALOR DO P.C.I.			
	TEMPERATURA DOS GASES (°C)			
	200	250	300	350
10	8,2	10,3	12,3	14,4
20	9,0	11,2	13,5	15,7
30	9,7	12,1	14,6	17,0
50	11,2	14,0	16,8	19,6

Fonte: CONFOR (2009).

5.2.2 Recuperação de calor em processos

A recuperação de calor em processos se aplica em várias situações e pode estar presente em todos os segmentos industriais, gerando economias entre 5 e 40% (WORREL *et al.*, 2009). Novamente, com o intuito de examinar com mais detalhes alguns casos típicos de recuperação de calor para certos processos e segmentos industriais, este tópico foi sub-dividido em três blocos: recuperação de calor em sistemas de vapor, integração de processos e recuperação de calor de fornos.

i) Recuperação de calor em sistemas de vapor

Os sistemas de vapor estão presentes em processos industriais variados, tanto os que necessitam de calor a baixa temperatura, comuns em indústrias de alimentos e bebidas, papel e celulose, têxtil e química, quanto de vapor para energia mecânica visando a produção de energia elétrica. No primeiro caso, há a geração de vapor saturado, a baixa pressão, geralmente entre 6 a 12 bar (pressão absoluta), empregado em operações de secagem, concentração, separação, aquecimento simples, cozimento, esterilização, reações químicas etc. Na produção de vapor para acionamento eletromecânico, os sistemas empregados são sempre robustos e de grande porte (caldeiras aquatubulares²⁸), sendo produzido vapor a pressões mais elevadas e superaquecido, de forma a ser expandido em turbinas a vapor e estas acionarem geradores elétricos. Para atendimento destes processos, existem caldeiras de portes variados, podendo atingir até 540 t/h de vapor (BABCOCK e WILCOX, 1978) e pressões que podem superar 120 bar (PROKNOR, 2007).

Os sistemas completos de vapor, portanto, podem compreender um conjunto de itens - caldeiras, sistema de distribuição de vapor, sistema de retorno de condensado e equipamentos bastante variados de uso final de vapor, onde geralmente existem inúmeras possibilidades técnicas de otimização e de recuperação de calor. Segundo o LBNL (2004) e o ENERGETICS/E3M (2004), as economias possíveis podem chegar a 20% em sistemas com projetos inadequados ou operados de forma ineficiente. Nos EUA, por exemplo, um estudo nos setores da indústria de papel e celulose, químico e de refino de petróleo, indica economias médias em torno de 12,4% em sistemas de vapor (US/DOE, 2002b).

As medidas específicas de economia de energia nos sistemas de vapor são: recuperação de condensado, aproveitamento de calor de gases de exaustão de caldeiras para preaquecimento de água de alimentação ou preaquecimento de ar de combustão, melhoria da troca de calor em caldeiras (através de limpeza de tubos e ajustes de tiragem de gases de combustão), otimização de sistema de distribuição e uso de vapor através de controle e ajustes de pressões, isolamento térmico de tubulações e de equipamentos aquecidos, drenagem adequada de condensado e eliminação de ar,

²⁸ Caldeiras aquatubulares são de maior porte e têm a passagem de água dentro de tubos; e os gases de combustão fora destes. Nas flamatubulares, geralmente para a produção de vapor saturado e baixa pressão, dá-se o inverso - fogo e gases passam dentro de tubos, e água fora destes.

aproveitamento de vapor de reevaporação (*steam flash*)²⁹, uso de sistemas de múltiplo efeito³⁰, redução de descargas de fundo e tratamento de água em caldeiras, dentre outras medidas.

O retorno de condensado, por exemplo, por vezes negligenciado em muitas empresas (US/DOE, 2002b), permite uma economia de 1% em combustível a cada 6°C de aumento de temperatura na água de alimentação de caldeiras (SPIRAXSARCO, 2009), além de economia de água de complementação (*make-up*) e de produtos químicos para seu tratamento. Esse ponto, por sinal, é bastante importante em caldeiras e para trocadores de calor de um modo geral. Incrustações e depósitos em tubos de cadeiras, de somente 0,3 mm de espessura, por exemplo, podem aumentar em 1% o consumo de combustível, de acordo com a KURITA (2009).

A Tabela 46 apresenta alguns exemplos de potenciais de economia para algumas medidas. Geralmente os investimentos necessários são relativamente baixos e de rápido retorno (menos de 2 anos), com base no US/DOE (2002b).

Tabela 46 - Potencial típico de economia para medidas diversas em sistemas de geração e uso de vapor

Medidas de otimização na área de vapor	% típico de economia
Instalação e a manutenção de purgadores	5
Instalação de economizador para água de alimentação	5
Aumento de recuperação de condensado	10
Instalação de pré-aquecedores de ar de combustão	3
Otimização de operação de caldeiras	2
Limpeza superfícies de troca de calor em caldeiras e correção de refratários de caldeiras	2-3
Melhorar o balanço do sistema	1-2
Redução de pressão de caldeiras	1-2
Vapor flash de condensado	0-10
Recompressão de vapor	0-20
Melhorar descargas de fundo de caldeiras	2-5

Obs.: as medidas de otimização de combustão em caldeiras estão contempladas no item 5.2.1 anterior.

Fonte: US/DOE (2002b).

²⁹ Vapor de reevaporação ou *steam flash* é o vapor produzido a partir da despressurização do condensado antes deste ser retornado para o tanque de água de alimentação da caldeira.

³⁰ Sistemas de múltiplo efeito se aplicam em processos de concentração, quando líquidos aquecidos e com alguma pressão podem sofrer despressurizações sucessivas, produzindo vapor de baixa pressão, chamado de vapor vegetal, aproveitável no processo.

ii) Recuperação de calor e integração de processos

O aproveitamento de calor residual presente em vários processos industriais pode reduzir a demanda de energia externa em muitas situações, trazendo aumento de eficiência energética (ENERGETICS/E3M, 2004, SZKLO *et al.*, 2004). Correntes quentes de fluidos diversos, em temperaturas intermediárias (até 400°C), se prestam para pré-aquecer outros fluidos de processo, empregando-se recuperadores e trocadores de calor. Quanto maiores os diferenciais de temperatura possíveis, maiores podem ser os ganhos energéticos. Entretanto, esse diferencial de temperatura (temperatura de *approach*³¹) é definido a partir de sua relação com o investimento no equipamento trocador/recuperador de calor. Para pequenos diferenciais de temperatura, maiores deverão ser as superfícies de troca de calor, implicando em custos mais elevados. Daí o balanço de energia e os custos envolvidos nos equipamentos serem pontos importantes de modo a ter um sistema otimizado em termos custo/benefício (ENERGETICS/E3M, 2004).

A técnica de integração de processos, já muito empregada em indústrias de refino de petróleo, químicas e petroquímicas (WORRELL e GALITSKY, 2005), busca a otimização de projetos de trocadores de calor e de redes de trocadores. Um método que se destaca e vem tendo grande aplicação é a tecnologia *Pinch*³² ou do ponto de estrangulamento (LINNHOFF e HINDMARSH, 1983). A integração de processos através deste método traz um conceito onde são realizadas simulações do balanço de energia e das correntes térmicas de um dado processo, visando a sua otimização em termos energéticos, e a minimização de custos operacionais (gastos com energia, água etc) e de investimento (através da redução de áreas de troca de calor e/ou do número de trocadores de calor).

Além de temperaturas e vazões das correntes de calor residual com potencial de aproveitamento, as localizações no processo fabril e as destinações são questões importantes no processo de integração, segundo SZKLO (2005). Há casos onde não é possível ter aproveitamentos, como o de correntes intermitentes, de produtos voláteis que precisam ser rapidamente resfriados, além de correntes contendo sólidos em suspensão ou localizadas em pontos de difícil acesso.

³¹ Diferença entre: a) a temperatura de entrada da corrente quente e a temperatura de saída da corrente fria; b) a temperatura de saída da corrente quente e a temperatura de entrada da corrente fria.

³² O termo “*Pinch Technology*” foi cunhado por Linnhoff e Vredevelt para representar um novo enfoque metodológico de análise termodinâmica, que garante um nível mínimo de energia no desenho de sistemas de troca de calor (OIL & GAS JOURNAL, 1984).

As economias relatadas pelo uso da técnica *Pinch* são bastante variadas. Para refinarias de petróleo, há estimativas de 6% de economia de energia (ALSEMA, 2001, DE BEER, 1998) a valores que poderiam atingir próximo a 15%, segundo WORRELL e GALITSKY (2005). MOREIRA *et al.* (2008), num estudo específico para destilação atmosférica para uma refinaria no Brasil, encontraram um potencial de economia de 60% nesta unidade, que equivaleria a perto de 15% do consumo total numa refinaria típica brasileira.

Importante observar que o bom desempenho de trocadores de calor exige o controle de incrustações, de forma a garantir superfícies limpas e livres de outros depósitos que dificultem a troca de calor entre fontes quente e fria. De acordo com SZKLO (2005), as economias possíveis podem se situar entre 10 e 30% com base em estudos feitos em refinarias de petróleo nos EUA.

Outras medidas que poderiam ser incluídas neste bloco de recuperação de calor seriam: aproveitamento de calor exausto de baixa qualidade para aplicação em ciclos de refrigeração por absorção (TOLMASQUIM *et al.*, 2003b), uso de bombas de calor (HEPBASLI e KALINCI, 2008), e aumento de turbulência e de superfícies de contato em trocadores de calor.

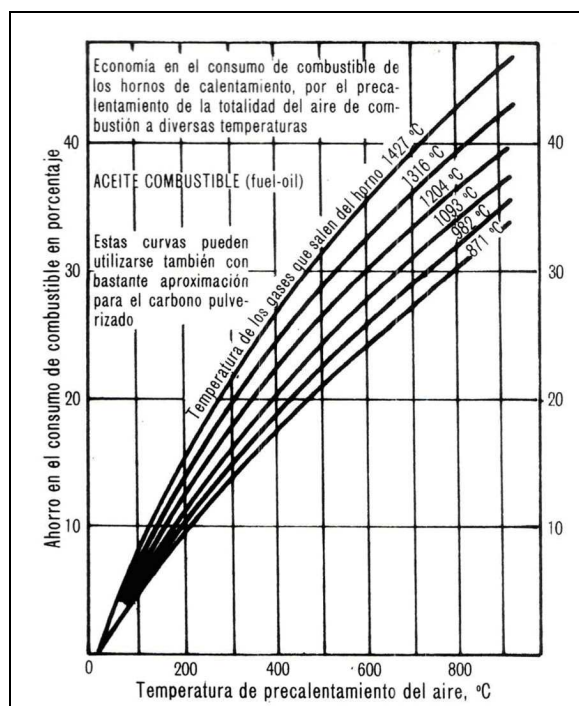
iii) Recuperação de calor de fornos

Nos processos a alta temperatura, comuns nas indústrias de cimento, vidro, aço, petroquímica e outras, o emprego de recuperadores de calor em fornos é uma prática bastante comum, aplicada para preaquecimento de ar de combustão, de cargas ou de fluidos de processo, secagem de materiais e geração de vapor (TRINKS e MAWHINNEY, 1975). Os processos passíveis de se instalar recuperadores e trocadores de calor de porte exigem disponibilidades de altas vazões de gases quentes de exaustão e um diferencial térmico significativo, de forma a disponibilizar grandes quantidades de calor. Geralmente exigem investimentos elevados e têm retorno de médio a longo prazo (US/DOE, 2002a).

Os recuperadores ou trocadores de calor são de diversos tipos: de contracorrente, de fluxo paralelo e de fluxo transversal. Podem empregar tubos concêntricos ou sistemas casco-tubos. Há também sistemas do tipo regenerativo, comuns em indústrias de fabricação de vidro e siderúrgicas, que operam em ciclos, ora armazenando calor em blocos cerâmicos apropriados montados no seu interior, ora liberando calor para aquecimento de ar de combustão (TRINKS e MAWHINNEY, 1975).

A recuperação de calor pode-se dar também simplesmente pelo aproveitamento direto dos gases quentes de exaustão e seu direcionamento para outras unidades de processo, procedimento também viável para secagem e pré-aquecimento de carga.

Fornos de fusão de vidro, que operam na faixa de 1.500°C, fornecem um ótimo exemplo do potencial de recuperação de calor. Mesmo com excesso de ar relativamente baixo para a queima de gás natural, em torno de 12%, a quantidade de calor sensível contido nos gases de exaustão ao deixar tais fornos situa-se próxima a 57% do calor total fornecido. Empregando-se regeneradores de calor, a temperatura dos gases de exaustão poderia ser reduzida para cerca de 350°C, diminuindo as perdas pela chaminé para cerca de 11%. Assim, a economia potencial teórica no processo poderia ser da ordem de 50%, variando de acordo com a eficiência global do forno. Entretanto, existem limitações técnicas para operações com temperaturas muito elevadas (limites de temperatura em queimadores, ventiladores etc) e perdas nos próprios recuperadores de calor, que restringem a recuperação de calor. A Figura 40, por exemplo, mostra que, caso se consiga uma temperatura de aquecimento do ar de combustão, entre 200 e 400°C (faixa usual) num determinado forno, a economia alcançada não ultrapassaria 27%, aproximadamente (na curva de temperatura de 1.427°C).



Fonte: TRINKS e MAWHINNEY (1975).

Figura 40 - Economia de combustível obtida pelo uso de ar de combustão aquecido.

5.2.3 Adoção de processos mais modernos e eficientes

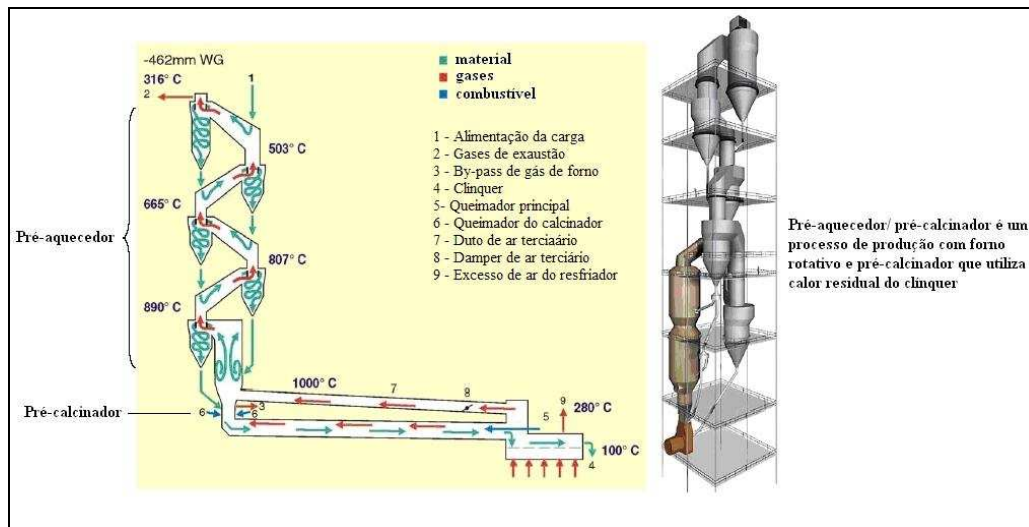
Processos mais modernos e energeticamente mais eficientes vêm sendo introduzidos em vários segmentos. Um dos casos clássicos se deu no setor siderúrgico, que iniciou a substituição a partir da década de 70 dos processos de refino e fusão de aço através dos fornos Siemens-Martin (*OHF - Open Hearth Furnace*) pelos modernos fornos *BOF (Basic Oxygen Furnace)* e pelos processos elétricos (*EAF - Electric Arc Furnace*) (DE BEER *et al.*, 1998, MARTIN *et al.*, 2000). Outro exemplo importante se passou na indústria cimenteira, onde as rotas de produção através de processo úmido vêm sendo substituídas pelos processos secos, menos intensivos em calor (IEA, 2007).

Neste bloco procedeu-se uma abordagem setorial, e há dois conjuntos de possibilidades - o primeiro, que considera as tecnologias já disponíveis comercialmente, e o segundo, que trata das tecnologias que estão em desenvolvimento e com possibilidades de entrada no mercado num horizonte entre 10 e 20 anos. Importante observar, entretanto, que no caso de tecnologias “novas” ou “emergentes” não necessariamente a economia de energia constitui o fator determinante para a decisão em investir ou em desenvolvê-las. Outros benefícios não-energéticos proporcionados, como, por exemplo, ganhos de produtividade e minimização de danos ambientais, podem ser preponderantes no processo decisório (WORREL *et al.*, 2009 e 2003; ÜRGE-VORSATZ e METZ, 2009). MARTIN *et al.* (2000) e IEA (2008a) fazem um amplo apanhado destas tecnologias mais novas e emergentes, cobrindo desde aquelas que ainda necessitam de maior desenvolvimento ou aprimoramento tecnológico, às que praticamente estariam em processo inicial de demonstração e pré-comercialização. Algumas destas tecnologias na área térmica com maior interesse para o presente estudo estão apresentadas resumidamente a seguir por setor:

- **Setor Cimento**

- Implantação de pré-aquecedores de múltiplos estágios (4, 5 ou 6 estágios) e de pré-calcinador. A economia existente entre uma unidade desprovida de recuperação de calor para uma unidade com 6 estágios de pré-aquecedores e pré-calcinador pode ser de 37% (IEA, 2008a). A Figura 41 ilustra o esquema de pré-aquecedores e pré-calcinadores.
- uso de aditivos para reduzir a produção de clínquer (IEA, 2007). As economias são proporcionais à quantidade de aditivo que se emprega na substituição do clínquer (este

item é tratado de forma detalhada no capítulo sobre “Reciclagem/Economia de Materiais” adiante).



Fonte: VATTENFALL (2007).

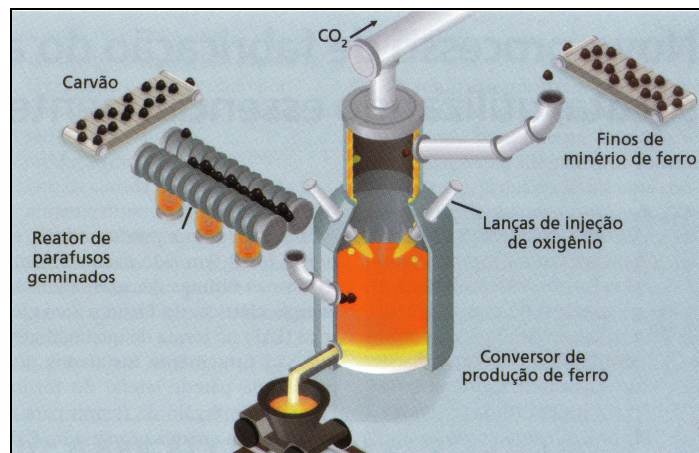
Figura 41 - Pré-aquecedores de múltiplos estágios e pré-calcinador para o processo de produção de clínquer.

• Setor de Ferro e Aço

Neste segmento há uma grande diversidade de possibilidades, a começar pela adoção de rotas com aciaria elétrica ao invés de rotas com a produção via alto-forno e aciaria a oxigênio (*BF-BOF*). Algumas medidas com maior impacto são:

- Desativação de alto-fornos obsoletos de pequena capacidade e baixa eficiência.
- Implantação de coqueria a seco e coqueria úmida avançada (US/EPA, 2007).
- Instalação de turbinas de recuperação de pressão de topo de alto-fornos (*top pressure recovery turbines - TRT*). Estas turbinas podem ter capacidade de produção de energia elétrica de 15 a 40 kWh/t de ferro-gusa (IEA, 2007, US/EPA, 2007), permitindo reduzir o emprego de combustíveis fósseis na geração elétrica.
- Injeção de carvão pulverizado no alto-forno (visando a redução do consumo de coque).
- Uso de gás natural como combustível auxiliar no processo de redução de minério de ferro em alto-fornos, visando a redução do consumo de coque (10%).
- Implantação de processo contínuo nas etapas de refino de aço (IISI, 2008).
- Implantação de novo processo de redução e fusão simultânea. Esse processo combina a gaseificação do carvão com a redução direta dos óxidos de minério de ferro. Desta maneira o processo não utiliza coque e dispensa o preparo do minério (IEA, 2008a, MARTIN *et al.*, 2000). Nesta rota de produção há vários processos em desenvolvimento

(CCF, DIOS, AISI, e HISmelt), mas o processo COREX é o único comercial no momento e em operação na África do Sul, Índia, Coreia do Sul, e em implantação na China (IEA, 2008a). Estudos estimam um consumo específico de 20 a 30% menor que o praticado nos alto-fornos atuais. A Figura 42 ilustra o processo de redução e refino.



Fonte: BIRAT *et al.* (2009).

Figura 42 - Esquema da tecnologia de redução e refino com o uso de fornos de minério de ferro e carvão.

- Recuperação de gás e calor da aciaria a oxigênio (*Basic Oxygen Furnaces – BOF*) (IEA, 2008a, MARTIN *et al.*, 2000).
- Substituição do lingotamento contínuo atual por lingotamento em chapas finas ou com formas próximas dos produtos finais (IEA, 2007, MARTIN *et al.*, 2000).
- Oxi-combustão em fornos de reaquecimento de chapas e tarugos.
 - **Setor Papel e Celulose** (com base em MARTIN *et al.*, 2000)
 - Secagem mecânica em cinta condensadora (*condebelt*).
 - Formação de folha seca.
 - Secagem por impulso.
 - Caustificação eletrolítica direta da celulose.
 - Integração de processos de fabricação de celulose e de papel (IEA, 2007).
 - **Química**
 - Maior integração de processos.
 - Emprego de nova geração de recuperadores de calor para situações severas (altas temperaturas e pressões ou meios corrosivos) (MARTIN *et al.*, 2000).
 - Separação por membranas em substituição aos procedimentos convencionais líquido/líquido. Pode resultar em economias de combustíveis em torno de 17% (MARTIN *et al.*, 2000).

- Novos catalisadores (inclusive em escala nano). Este campo é muito vasto. MARTIN *et al.* (2000), por exemplo, indicam que a produção de etileno possa ser realizada com uma quantidade 20% menor de energia empregando-se novos catalisadores.

- **Alimentos e Bebidas**

- Pasteurização por feixe de elétrons.
- Recuperação de calor em baixas temperaturas.
- Uso de membranas para separação (WORREL *et al.*, 2004). Esta medida tem aplicação em vários processos: laticínios, bebidas e cervejas, açúcar, frutas e vegetais etc. Membranas podem ser empregadas para concentração, fracionamento e purificação de produtos líquidos.
- secagem por ultra-som.

- **Têxtil**

- Secagem por ultra-som. Esta tecnologia pode promover uma aceleração da pigmentação de tecidos, redução do uso de outros produtos químicos, de água de processo e no uso de energia térmica empregada para a fixação de corantes e secagem. A redução no uso de energia neste processo é estimada em 10%, segundo MARTIN *et al.* (2000).

- **Cerâmica**

- Emprego de fornos a rolos (podem permitir economias superiores a 50%) (MARTIN *et al.*, 2000, SCHWOB *et al.*, 2009).
- Desativação de fornos descontínuos e de baixo rendimento (SCHWOB *et al.*, 2009).

- **Vidro**

- Pré-aquecimento de caco.
- Intensificação do uso de ar enriquecido com oxigênio na fusão do vidro (vide Capítulo “Melhoria da Combustão” – 5.2.1).

- **Cal**

- Intensificação do uso de fornos verticais. Estes fornos Têm projetos mais modernos e empregam conceitos de trocas de calor em fluxos em contra-corrente, favorecendo uma troca de calor mais efetiva e eficiente (IEA, 2007).

- **Refino de Petróleo**

- Integração de processos via *Pinch technology* (IEA, 2007, ENERGETICS/E3M, 2004).

- Controle e minimização de incrustações. Segundo MARTIN *et al.* (2000), as economias existentes pela adoção desta medida situam-se entre 7 e 15%.

5.2.4 Outras medidas de eficiência energética

Outras medidas de eficiência energética compreendem procedimentos em geral na área de operacional, envolvendo programação, controle e manutenção. Normalmente os investimentos necessários são muito baixos e apresentam prazos de retorno extremamente rápidos, salvo algumas exceções descritas adiante. Neste bloco estão medidas de: planejamento de produção, instalação ou reparo de isolamentos térmicos, eliminação de vazamentos de vapor ou calor, regulação e controle de temperatura de equipamentos, redução de pressão em sistemas de vapor, instalação e/ou manutenção de purgadores, fechamento de tanques aquecidos, manutenção de válvulas e outras.

O planejamento da produção, por exemplo, geralmente foca minimizar custos de um modo geral, onde mão de obra e matéria-prima costumam ser itens prioritários. Porém, os processos de geração e uso de calor também têm papel relevante neste aspecto. Estes sistemas, quando operados de forma contínua ou com o menor número possível de paradas, ou ainda o mais próximo possível de suas capacidades nominais, tendem a ter menores perdas de calor, relativamente.

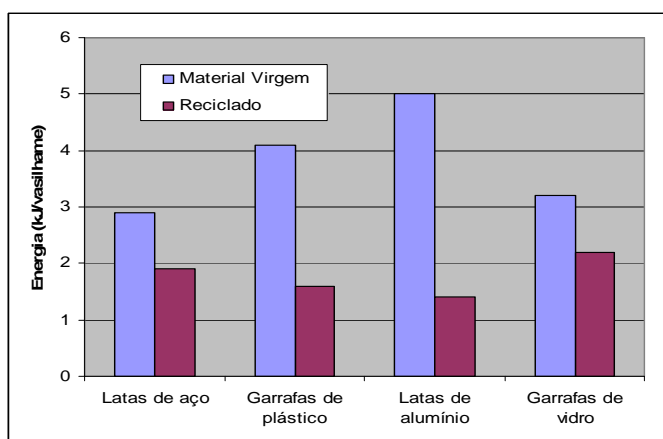
A implantação ou melhoria de isolamentos térmicos em equipamentos e tubulações aquecidas (ou de fluidos frios), e o emprego de refratários adequados e revestimentos em fibra cerâmica em fornos em geral, podem possibilitar economias de energia entre 3 e 15%, evitando perdas de calor por convecção e radiação através de paredes e abóbodas (TRINKS e MAWHINNNEY, 1975). Conforme a faixa de temperatura do equipamento, existem no mercado materiais isolantes específicos, permitindo recuperar o investimento normalmente entre 6 meses a 2 anos (US/DOE, 2002a).

O controle de incrustações e limpeza de trocadores de calor e caldeiras não tende a ser uma medida muito custosa, mas pode se tornar cara, caso exija paradas frequentes de manutenção e perdas de produção. Geralmente exige-se tratamento de água, uso de inibidores de corrosão e de outros produtos químicos (KURITA, 2009).

5.3 Reciclagem e economia de materiais

A reciclagem e a economia de materiais também poderiam estar inseridas no conjunto de medidas de eficiência energética, uma vez que podem trazer economia de energia, tanto da parcela embutida nos materiais novos produzidos como também na parcela das próprias matérias-primas virgens que são poupadas. São clássicos os casos das vantagens energéticas nos setores de vidro e de alumínio (ABIVIDRO, 2008; ABAL, 2008), onde há uma economia direta nos processos que utilizam respectivamente caco de vidro e sucata. Os ganhos econômicos não se esgotam na questão da energia, uma vez que em alguns casos o material reciclável apresenta também custos inferiores ao da matéria-prima original ou virgem, afora as vantagens ambientais e sociais embutidas.

Os setores com possibilidades concretas de obter reduções de energia e de emissões por processos de reciclagem e economia de materiais são: cimento (pelo maior uso de aditivos), ferro e aço (pelo uso de sucata de ferro), papel e celulose (emprego de aparas de papel), vidro (uso de caco), alumínio (sucata) e cerâmica (redução de perdas de materiais). A Figura 43 ilustra bem os menores consumos energéticos na fabricação de vasilhames com diversos materiais, considerando o uso de materiais virgens e materiais reciclados.



Fonte: Adaptado de ROSS e STEINMEYER (1990).

Figura 43 - Uso da energia na produção de vasilhames a partir de material virgem e com o emprego de reciclados.

i) Cimento - uso de aditivos

A redução da razão em massa de clínquer/cimento na produção de cimento Portland é fator primordial para a diminuição no uso da energia no processo de

fabricação de cimento Portland, uma vez que a fabricação de clínquer é de fato onde ocorre um intenso de energia térmica (ABCP, 2008).

A adição de gesso em até 5% ao clínquer na etapa de moagem final faz parte do processo tradicional e resulta no chamado cimento do tipo Portland. Entretanto, o desenvolvimento de vários outros tipos de cimento Portland, com o emprego de aditivos diversos, vem possibilitando vantagens extraordinárias. Além de melhorar certas características do material, tais como a impermeabilização, diminuição da porosidade capilar, maior resistência a sulfatos e redução do calor de hidratação, as adições contribuem para diminuir o consumo de energia, por permitir reduzir a produção de clínquer. O meio ambiente também é favorecido, já que alguns materiais poluentes, ao serem usados como aditivos e quando fixados à massa de cimento, deixam de ser lançados em lixões ou no meio ambiente (ABCP, 2008).

Os aditivos que vêm sendo empregados são basicamente de três tipos: materiais pozolânicos (cascas de arroz, cinzas, argilas calcinadas etc), escória de alto-forno siderúrgico e *filler* calcário. Conforme o tipo de cimento que se deseja produzir há limites de adições. O próprio cimento Portland comum (CP I-S) pode conter adição de 1 a 5% dos aditivos mencionados. O Portland composto, principal tipo produzido no Brasil (SNIC, 2008), tem adições de escória, pozolana ou *filler* ainda maiores, gerando respectivamente o CP II-E, CP II-Z e CP II-F. Já o cimento Portland de alto-forno (CP III) e o cimento Portland pozolânico (CP IV) contam com proporções maiores desses aditivos. O primeiro pode usar de 35 a 70% de escória e o segundo de 15 a 50% de pozolana (ABCP, 2008). Conforme a aplicação que se deseja para o cimento, há um tipo mais adequado. Por exemplo - grandes estruturas para pontes e edificações devem empregar o CP III ou CP IV, na pavimentação o CP II-F, e no uso comum na construção civil vários tipos são possíveis. Assim sendo, a produção dos diversos tipos irá depender da demanda do mercado e também da oferta desses aditivos e seus custos, principalmente o de transporte.

ii) Ferro e aço – emprego de sucata

Uma das principais vantagens do aço é que ele pode ser reaproveitado várias vezes, sem perder suas características, como dureza, resistência e versatilidade. A economia para as empresas é significativa, tendo em vista que são evitadas as despesas da fase de redução do minério em metal, que envolvem alto consumo de combustível fóssil.

A sucata de ferro pode ser empregada nas duas rotas típicas de produção de aço: processo via alto-forno combinado com aciaria a oxigênio (*BF-BOF*) e processo com aciaria elétrica em fornos a arco (*EAF*). O primeiro processo emprega grandes quantidades de minério de ferro (a ser reduzido) e proporções de sucata próximas a 10% (ou de até 25% no processo de redução e fusão na aciaria a oxigênio). Na aciaria elétrica (*EAF*), o emprego de sucata pode ser de 40%, enquanto no processo de redução direta (*DRI/EAF*) pode atingir 100% (WORREL *et al.*, 2008).

Uma tendência que tem se verificado nos EUA nos últimos anos é o aumento da proporção de produção de aço através dos processos elétricos em mini-usinas com o emprego de fornos a arco (US/EPA, 2007, US/OTA, 1993). Estes processos elétricos, evidentemente, demandam uma quantidade de combustível fóssil muito menor que os processos integrados em aciarias a oxigênio, como também são ambientalmente mais limpos, uma vez que as produções de coque e de ferro-gusa são suprimidas.

A quantificação do potencial de emprego de sucata e o cômputo energético final, entretanto, não é trivial. De um lado há limitação técnica dos processos e da capacidade instalada, e de outro, pode existir a limitação da oferta de sucata. Afora este aspecto, no caso da elaboração de um cenário futuro, há de se considerar os custos de capital de cada uma das rotas tecnológicas, os custos operacionais e o custo da própria sucata em relação ao custo do minério de ferro. Uma usina elétrica (com capacidade de 1 milhão de tonelada de aço) chega a custar entre 10 e 30% do custo de uma usina integrada com capacidade de 4 milhões de toneladas (US/EPA, 2008). CHEVRAND (2000) fornece um quadro resumo (Tabela 47), onde mostra os principais pontos que diferenciam as rotas de fornos elétricos (*EAF*) e a de alto-fornos com aciaria a oxigênio. Conclui que, além da questão dos investimentos, dos custos de sucata e de insumos energéticos, das questões ambientais, da escala, dentre outros aspectos, a qualidade da sucata também pode ser um fator limitante para a fabricação de determinados tipos de aço com alta qualidade.

Tabela 47 - Quadro comparativo das rotas elétricas e via coque mineral quanto ao uso de sucata metálica

Quesito	Rota com forno elétrico (EAF / DRI)	Rota com alto-forno e aciaria a oxigênio (BF/BOF)
Investimento para usina completa (US\$/t ano)	400/500	1.500/2.000
Meio ambiente	Fácil controle	Coqueria poluente
Fonte de metálicos	Grande problema	Muito abundante no minério
Carvão / coque mineral	-----	Fácil importação
Custo industrial	Depende do custo da sucata	Depende do custo do carvão/coque
Metálicos para fornos elétricos	Redução direta; gusa sólido via coque; sucata importada ou nacional	----
Capacidade da usina (t/ano)	Unidades de 2 a 3 milhões (2 ou 3 fornos)	Unidades de 5 milhões
Energia elétrica	Custo variável em função se a energia é comprada ou auto-produzida	idem
Qualidade do produto final	Depende da carga metálica	Excelente pela pureza da carga
Fornecimento de sucata brasileira	Depende da oferta	----

Fonte: Elaboração a partir de CHEVRAND (2000).

iii) Alumínio – emprego de sucata

O alumínio pode ser reprocessado na fase de fusão/redução em cubas eletrolíticas nas empresas de produção de alumínio primário, onde há o emprego de grande quantidade de energia elétrica. A reciclagem proporciona uma economia de 95% em relação à energia utilizada para produzir o metal primário a partir da bauxita/alumina (ABAL, 2008). Além dessa economia, ocorre também economia de energia na fabricação da bauxita e da alumina, que poderiam ter sua demanda reduzida pelo maior uso de sucata de alumínio.

iv) Cerâmica - Redução de perdas no processo e economia de materiais

No setor de cerâmica não há reciclagem de produtos, mas sim a possibilidade de economia de materiais e de energia ao se reduzir perdas no processo. Estas perdas se dão devido a produtos defeituosos e com qualidade inferior, e exigem retrabalho e gastos adicionais de energia térmica nas fases de secagem e de queima (INT, 2005a, 2005b). Em empresas do setor de cerâmica branca o ideal é que o índice de perdas seja inferior a 1%, e no cerâmica vermelha menor do que 3% (SCHWOB, 2007).

v) Vidro - Aumento do emprego de cacos

A reciclagem de vidro é um processo bastante tradicional e utilizado há muitos anos devido à economia de energia e de matérias-primas (areia e barrilha principalmente). A economia principal que se tem é de combustíveis nos fornos de fusão. Via de regra a cada 10% de adição de caco de vidro (*cullets*) na carga a ser alimentada para a fabricação de vidro, obtém-se 3% de economia dos combustíveis usados (MME, 2007b, MARTIN *et al.*, 2000).

vi) Papel - Aumento do uso de aparas de papel usado

O aproveitamento de papel usado substitui a polpa de celulose virgem, insumo bastante intenso em energia. Atualmente praticamente metade de todo papel produzido no mundo é proveniente de papel recuperado, cuja reciclagem se dá em localidades próximas de onde o papel usado está disponível (IEA, 2007), barateando o custo de transporte. As plantas de reciclagem tendem a ser menores e mais dispersas que as plantas de produção de papel primário, e suas necessidades de energia externa para fabricação de papel são um pouco maiores. Porém, de outro lado, a energia que seria gasta na produção de celulose equivalente para a mesma quantidade de papel é poupada. Como essa economia na fabricação de polpa supera a energia adicional empregada na reciclagem, o balanço final resulta positivo para o setor.

Assim, o efeito da reciclagem de papeis se encontra bem estabelecido quanto à eficiência energética. Mas seu impacto na redução das emissões é cercado de alguma controvérsia (IEA, 2007). Caso o aumento do uso da polpa reciclada venha a substituir a polpa química de uma planta moderna, pode acontecer na verdade um aumento das emissões de CO₂, pelo fato desta planta moderna ser possivelmente neutra em CO₂ por empregar integralmente combustíveis renováveis (lixívia e madeira plantada). Enquanto isso, uma fábrica independente com reciclagem estaria utilizando combustível fóssil, mantendo ou aumentando as emissões de CO₂.

5.4 Substituição inter-energéticos

A substituição inter-energéticos contempla a troca de combustíveis fósseis, tais como óleo combustível, coque de petróleo e carvão mineral, por outros combustíveis

fósseis com menor fator de emissão de carbono, em particular o gás natural (vide fatores de emissão na Tabela 86 no Capítulo 7.1).

As conversões a serem efetuadas nas empresas para o gás natural geralmente não apresentam dificuldades técnicas. Exigem somente adaptações de baixo custo envolvendo a troca de queimadores, sendo raros os casos de modificações radicais ou muito complexas em equipamentos ou processos.

Os gargalos existentes se situam no campo da oferta de gás, tanto no aumento do volume quanto na ampliação da rede de transporte e de distribuição, afora a questão de custos, que precisam ser competitivos com relação aos energéticos originais. Mas, mesmo em situações eventuais em que o preço do gás natural não traga muita vantagem econômica numa análise direta, outros ganhos indiretos precisam ser contabilizados, como por exemplo: a eliminação de sistemas de estoque de combustíveis líquidos e/ou sólidos e de seus custos; a possibilidade de melhorar a qualidade de produtos proporcionado por melhor controle de queima; ganhos financeiros pelo pagamento posterior ao consumo efetivo; menor manutenção nas instalações de um modo geral, dentre outros (SCHWOB *et al.*, 2009).

Nos casos da indisponibilidade de rede de gás natural próxima às empresas, uma alternativa que vem sendo empregada é o gás natural comprimido (GNC) ou o liquefeito (GNL), suprido via carretas ou outros meios de transporte (HENRIQUES JR. e VILLAR, 2009). Nestes casos, o aporte de recursos é maior pela necessidade de instalação de sistema de redução de pressão do gás natural ou de regaseificação, além do maior custo operacional com esses sistemas e do próprio produto.

5.5 Uso de energia renovável

O emprego da energia renovável considera a substituição de combustíveis fósseis por energéticos renováveis como as biomassas e a energia solar.

5.5.1 Biomassas

As biomassas, representadas pela lenha, carvão vegetal e resíduos, como o bagaço de cana e a lixívia negra, vêm sendo empregadas em processos tradicionais de queima direta em fornos e caldeiras ou através de processo de gaseificação (gerando gás de

baixo poder calorífico) (GHOSH *et al.* 2006). A queima direta, muito comum em vários setores, pode exigir alguma adaptação de equipamentos originais de queima ou mesmo a troca completa destes. Dependendo da biomassa, a queima pode se dar na forma de toras, briquetes, cavacos, serragem ou fardos.

No caso do carvão vegetal sua queima é realizada geralmente na forma de pedras ou pulverizado, além de também poder ser gaseificado. Conforme visto, tem o emprego mais concentrado na siderurgia, onde age como elemento termo-redutor. Suas características têm pontos a favor, como a ausência de enxofre, elemento indesejável na fabricação de aço, e pontos negativos, como a baixa resistência mecânica, que inviabiliza seu emprego em fornos de redução de grande porte. Os equipamentos com maiores capacidades para uso de carvão vegetal não ultrapassam 500 mil toneladas de ferro-gusa/ano, enquanto alto-fornos a coque mineral chegam a ter capacidades perto de 3 milhões de toneladas de ferro-gusa/ano (SIEMENS, 2009). Entretanto, a produção via carvão vegetal possibilita uma simplificação do processo siderúrgico, podendo dispensar as unidades de coqueria e de dessulfurização, o que representa redução de custos de capital e operacionais, além de menor poluição atmosférica e diminuição das emissões de GEE. De outro lado, os empreendimentos com o carvão vegetal renovável requerem investimentos de vulto e de prazo longo para a formação de florestas plantadas.

O bagaço de cana tem o emprego “in natura”, passando somente por alguma secagem natural ou forçada. Pode também ser gaseificado em processos semelhantes ao da lenha e do carvão vegetal.

Existem ainda diversos outros resíduos agrícolas, compreendendo cascas, palhas e biogás, que podem ser empregados em muitas situações. Segundo estudos apresentados no PNE 2030 (BRASIL, 2007c), há ainda um enorme potencial para o aproveitamento destes resíduos provenientes de vários produtos agrícolas³³, podendo gerar uma oferta de equivalente a 184,6 milhões tep, conforme discriminado na Tabela 48.

³³ Alguns desses materiais são também promissores para a produção de álcool via hidrólise enzimática, podendo gerar aumento de demanda e competição com a utilização energética na indústria.

Tabela 48 - Quantidades disponíveis de resíduos agrícolas

Resíduos agrícolas / agro-industriais	Quantidade equivalente (mil tep)
Resíduos da soja	64.588
Resíduos do milho	74.263
Palha de arroz	21.735
Casca de arroz	910
Folhas e pontas da cana-de-açúcar	23.079
Total	184.575

Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2007c).

A lixívia negra, sub-produto do processo de fabricação da polpa de celulose, constitui o único combustível líquido do grupo. Esta condição exige que a lixívia sofra inicialmente um processo de concentração para posterior queima em caldeiras. A sua gaseificação vem sendo desenvolvida, e promete trazer ganhos energéticos importantes para o setor, segundo a IEA (2007). No segmento de papel e celulose no Brasil, a lixívia negra vem tendo o crescimento bastante expressivo nos últimos anos, conforme mostrado na Figura 44. Seu consumo, somado a lenha empregada no setor, em 2007 resultou em cerca de 85% dos insumos totais empregados para fins térmicos, equivalente a 5,863 milhões de tep.

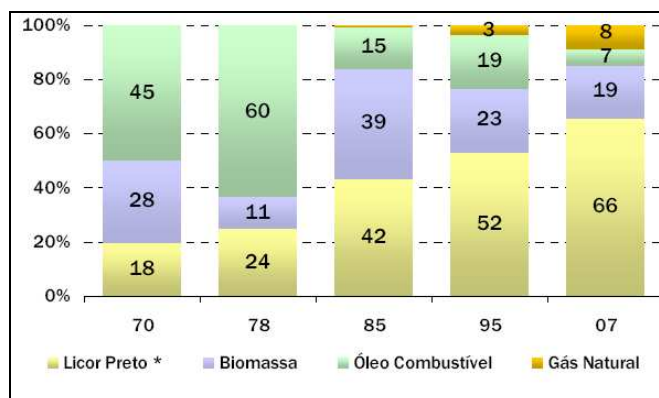


Figura 44 - Evolução da composição de fontes energéticas (exceto eletricidade) no segmento de papel e celulose.

Fonte: MME (2008a).

Observa-se, no entanto, que queima de biomassas sólidas geralmente apresenta algum desperdício por má combustão, já que não é raro encontrar equipamentos mal operados e com controle e automação deficientes (INT, 2005a).

5.5.2 Energia solar térmica

O aproveitamento da energia solar (térmica) aqui proposto compreende a implementação de sistemas complementares para o aquecimento de água para uso em processos de baixa temperatura, em particular em setores que requerem procedimentos de cozimento de alimentos, secagem de produtos diversos, lavagem, esterilização e outros. Dessa forma, os segmentos mais promissores para a adoção de coletores solares são o de alimentos e uma parcela dos setores de cerâmica, têxtil, papel e químico, onde as operações de secagem ou de pré-aquecimento de água são comuns. Uma das condições necessárias para a implementação da energia solar é a disponibilidade de área ou de cobertura predial para a instalação dos módulos de coletores solares.

5.6 Eliminação de biomassas não-renováveis (de desmatamentos)

A eliminação do emprego de biomassas provenientes de desmatamentos não se refere uma tecnologia no seu *stricto sensu*. Contempla a proposta de substituir estas biomassas por biomassas plantadas especialmente para fins energéticos, abatendo-se, conseqüentemente, as emissões de CO₂ correspondentes. Neste aspecto, além de algumas questões de ordem técnica, de acordo com comentários adiante, são necessárias ações no campo político e legal de forma combater a extração de madeira nativa e ter mecanismos de modo a incentivar o aumento da oferta de biomassa renovável.

Segundo a Associação Mineira de Silvicultura - AMS (2008), cerca de 50% do carvão vegetal atualmente usado no Brasil, empregado principalmente na siderurgia, é proveniente de desmatamentos. Outras estimativas podem ir ainda além, quando se confronta a produção total de ferro-gusa no Brasil via carvão vegetal e os consumos oficiais de carvão vegetal no setor. Nestas avaliações chega-se a valores de até 70% de uso de carvão vegetal nativo (segundo estimativas próprias e do Grupo PLANTAR, 2009). A lenha, empregada em vários setores, também tem índices elevados de desmatamento (vide Capítulo 7.2).

Na área florestal, atualmente são praticados rendimentos que variam entre 30 e 40 m³ de madeira/hectare/ano (PLANTAR, 2006, SAMPAIO e PINHEIRO, 2008), mas que podem ser aumentados para 60 m³/hectare/ano (DOSSA *et al.*, 2002) ou próximos a 100 m³/hectare/ano, com o emprego de mudas clonais especiais, irrigação adequada e outros tratamentos do solo (EMBRAPA, 2007 e 2003). Maior produtividade na

produção de madeira deve resultar no barateamento da oferta de lenha e do carvão vegetal.

A produção de carvão vegetal também pode ser bastante melhorada. Os métodos atuais de produção, através dos chamados fornos “rabo-quente”, são extremamente rudimentares (HOMMA *et al.*, 2007, FERREIRA, 2000a), precisam ser substituídos por processos modernos, mais eficientes e mais seguros, e não-poluentes. Novos fornos com capacidades maiores também poderão proporcionar redução de custos por ganho de escala (BRITO, 2008, SAMPAIO e PINHEIRO, 2008).

5.7 Cogeração de energia

A cogeração de energia vem sendo empregada em grandes indústrias há muitas décadas, notadamente nos segmentos sucroalcooleiro, químico/petroquímico, papel e celulose, refino de petróleo e aço (IEA, 2007, COGEN-SP, 2009).

Por definição é a produção simultânea e seqüenciada de energia térmica e elétrica³⁴, a partir de um mesmo combustível, possibilitando uma maior eficiência energética do sistema como um todo, em comparação com a produção independente das duas formas de energia (caso a geração seja base térmica³⁵) (NOGUEIRA, 1996). Além deste ganho em eficiência energética, dependendo da escala do empreendimento e de outras variáveis (tais como preço do combustível, tarifa da energia elétrica, possibilidade de venda de excedente de energia, fator de carga etc), a cogeração de energia pode se tornar mais econômica e segura do que a energia elétrica adquirida das empresas distribuidoras, o que pode ser fundamental na escolha desta tecnologia (LIZARRAGA, 1999).

A eficiência energética pode atingir 85%, valor que supera de longe a produção independente de energia térmica e eletricidade (IEA, 2008b). Isso ocorre pela combinação das duas produções, aproveitando-se a energia residual da produção de energia mecânica/térmica. A Figura 45 representa bem o esquema de ganho energético. Nesta ilustração percebe-se que um sistema de produção independente de calor e de

³⁴ Não necessariamente nesta ordem.

³⁵ A geração a base térmica é aquela projetada para atender primordialmente a produção de calor, gerando energia elétrica de forma secundária, parcialmente ou com excedentes. Na geração base elétrica ocorre o contrário, sendo o sistema dimensionado para atender a demanda elétrica prioritariamente, podendo também ter ou não excedentes de energia térmica.

Diagrama 1: Economia de energia e redução de emissões de carbono

O diagrama ilustra a economia de energia e a redução de emissões de carbono ao comparar a geração convencional com a geração combinada de calor e eletricidade.

Geração convencional:

- Combustível para produção de energia (115) entra na Planta de geração elétrica.
- Perdas (60) são geradas na planta.
- Perdas (5) são geradas no transformador.
- 50 unidades de energia são entregues ao sistema.
- Combustível para Caldeira (100) entra na Caldeira a gás.
- Calor é gerado na caldeira.
- Perdas (20) são geradas na caldeira.
- 80 unidades de calor são entregues ao sistema.

Geração combinada de calor e eletricidade:

- Combustível para cogeração (170) entra na Turbina a gás de 5 MW.
- Produção de calor e eletricidade combinados ocorre na turbina.
- Perdas (40) são geradas na turbina.
- 50 unidades de eletricidade são entregues ao sistema.
- 80 unidades de calor são entregues ao sistema.

Resumo da Economia:

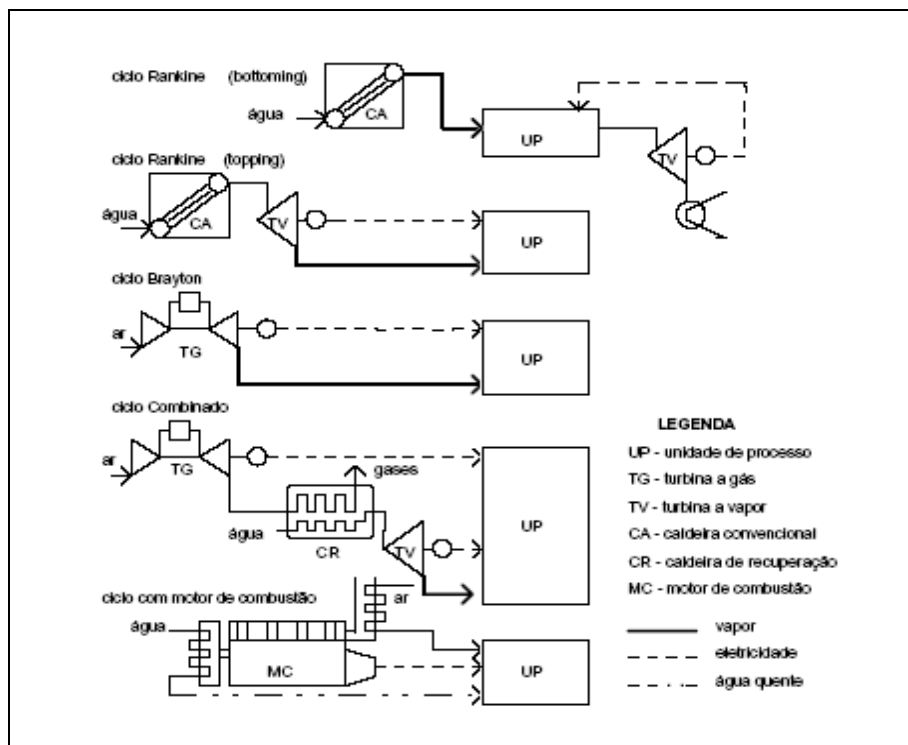
- 60%** de economia de energia.
- 76.5%** de economia total de energia e redução de emissões de carbono.

Figura 45 - Exemplo de ganhos de eficiência energética na cogeração de energia (valores com base no PCS).

Os ciclos básicos de cogeração seguem duas rotas: “*topping*” e “*bottoming*”. Esta classificação leva em conta a ordem relativa do fluxo de calor e sua conversão em energia mecânica nos sistemas. No ciclo “*topping*”, há a produção de energia mecânica em uma máquina térmica e o calor rejeitado é encaminhado a um processo subsequente. No ciclo “*bottoming*” ocorre o inverso, aproveita-se o calor rejeitado em altas temperaturas de processo industriais para se gerar energia mecânica.

115

Os ciclos de cogeração se resumem a quatro configurações específicas principais³⁶: ciclo a vapor, ciclo a gás, ciclo combinado e ciclo com motores de combustão interna, conforme ilustrado na Figura 46 e descrito a seguir.



Fonte: RODRIGUES e ROHATG (2008).

Figura 46 - Arranjos de cogeração de energia.

- Ciclo vapor (Rankine) - neste ciclo há a geração de vapor a alta pressão em caldeiras, gerando energia mecânica para o acionamento de turbinas a vapor acopladas a um gerador elétrico. Este ciclo é empregado em instalações de maior porte (até 500 MW) (BRASIL, 2007c) e pode usar como combustível óleo pesado, carvão mineral, bagaço de cana e energéticos residuais (gases de siderurgia, de refinaria, lixívia negra etc).

As turbinas a vapor que são empregadas podem ser do tipo de contrapressão (*BP*) ou de condensação e extração (*CEST*), conforme as necessidades de calor no processo, disponibilidade de combustíveis e possibilidade de comercialização de excedentes de energia elétrica.

As turbinas de contrapressão, na expansão do vapor, o liberam a uma pressão mais baixa e, geralmente, num patamar adequado para emprego em processos de

³⁶ Outra tecnologia que também permitiria arranjo de cogeração refere-se ao ciclo Stirling, porém ainda com restrições comerciais e aplicável somente a baixas potências (DE PAULA, 2004).

aquecimento industrial. Havendo necessidade de vapor a uma pressão mais elevada, pode-se extraí-lo da turbina durante a fase de expansão.

Nas turbinas de condensação e expansão, extrai-se vapor à pressão desejada durante a fase de expansão, enquanto o restante continua expandindo até a condensação, gerando energia adicional. Neste caso, a relação potência / calor é conseqüentemente mais alta, mas o ciclo global de cogeração tem eficiência menor. Entretanto, por serem mais flexíveis e produzirem mais eletricidade, as turbinas de condensação são escolhidas em determinadas aplicações (GASNET, 2009). Por exemplo, no caso da cogeração de energia com o emprego de turbinas de condensação e extração no setor sucroalcooleiro no Brasil, há a possibilidade de se produzir e comercializar excedentes de energia elétrica fora do período de safra, desde que haja disponibilidade de combustíveis (WALTER, 2003).

Outras características do ciclo a vapor são: alto custo do kW, relação potência/calor variável numa ampla faixa, flexibilidade de operação, necessidade de grandes áreas para instalação e de grandes volumes de água (em particular para as turbinas de condensação e extração). Como a eficiência térmica do conjunto caldeira/turbina é relativamente mais baixo, o uso de combustíveis de maior custo, como o gás natural, pode não ser viável (AZEVEDO, 2006).

- Ciclo gás (Brayton) – neste ciclo ocorre a queima de gases combustíveis (gás natural, GLP, gás de refinaria etc) ou de combustíveis líquidos leves (querosene ou nafta) em turbina a gás acoplada a gerador elétrico, e o calor residual dos gases de exaustão a alta temperatura pode ser recuperado para gerar vapor de processo ou para aquecimento em geral.

As turbinas a gás vêm ganhando grande difusão em instalações de cogeração (TOLMASQUIM *et al.*, 2003b), dada a redução de custos de geração ao longo do tempo, proporcionado, principalmente, pelo aumento da eficiência nominal dos equipamentos de geração. Isso tem sido possível em particular devido ao emprego de materiais mais resistentes a altas temperaturas e pelo resfriamento de palhetas. Há 40 anos, a temperatura de entrada dos gases de combustão não ultrapassava 900°C, e agora tem se situado em torno de 1.400°C (KIM e RO, 2000 apud TOLMASQUIM *et al.*, 2003a).

As potências atendidas podem ser situar entre 3 e 300 MW. Apresentam relação potência/calor flexível e custos de geração elétrica intermediários (BRASIL,

2007c). Segundo levantamento realizado por TOLMASQUIM *et al.* (2003a) junto a vários fabricantes e numa ampla faixa de potência, as eficiências nominais situam-se numa faixa de entre 30 e 44%. Os gases exaustão podem se encontrar acima de 600°C, indicando um enorme potencial de calor residual disponível.

- Ciclo combinado (*combined-cycle gas turbine - CCGT*) - consiste na queima de gás em turbina acoplada a gerador elétrico seguindo o ciclo à gás anterior. O calor dos gases de combustão da turbina é recuperado em caldeira, onde há a produção de vapor a alta pressão, que irá acionar uma turbina a vapor acoplada a um segundo gerador elétrico (seguindo o ciclo Rankine). Este arranjo possibilita potências de até 300 MW e, por conjugar dois ciclos, resulta em maior eficiência energética. O custo de produção de energia elétrica é mais baixo.

Com o aumento da oferta de gás natural no Brasil a partir da implantação do gasoduto Bolívia-Brasil em 1999, surgiram vários empreendimentos industriais e comerciais no país, de acordo com a GASNET (2009).

Uma outra alternativa tecnológica de interesse para o ciclo combinado refere-se à gaseificação de biomassa (lenha e bagaço de cana). Essa tecnologia vem sendo desenvolvida (WALTER, 2003) e aparenta ser bastante atrativa para mercados específicos onde exista oferta de biomassa a baixo custo ou restrição ao uso de combustível fóssil, ou ainda custos elevados destes (BRASIL, 2007c). A tecnologia consiste na gaseificação da biomassa e a queima do gás produzido em turbinas com injeção de vapor e ar a altas pressões (*Biomass Integrated Gasifier to Combined Cycles - BIG-CC*) (LARSON *et al.*, 2001). Os rendimentos globais podem atingir de 55 a 60% (em ciclos combinados) (BRASIL, 2007c).

- Ciclo com motor de combustão - há a queima de combustível em motor (ciclo Diesel ou Otto) e aproveitamento de calor de escape para uso no processo, tanto para aquecimento a baixas temperaturas ou na produção de frio através de sistema de absorção (TOLMASQUIM *et al.*, 2003a). É indicado para potências menores que 20 MW. Tem boa eficiência térmica (38 a 42%) (GASNET, 2009).

Em resumo, em termos de produção elétrica, as unidades de cogeração cobrem uma ampla faixa de potência, podendo as capacidades ir de 1kWe a mais de 500 MWe.

Apresentam eficiências distintas, de acordo com as configurações, tecnologias e combustíveis empregados. As configurações mais apropriadas dependerão das razões de calor/eletricidade necessárias, além da oferta de combustíveis e dos custos envolvidos. Como, em geral, no caso das indústrias, as unidades são dimensionadas para atender a demanda de calor, a energia elétrica eventualmente excedente poderá ser vendida à rede elétrica.

Entretanto, importante notar que todos os sistemas de cogeração de energia podem ser otimizados através de uma produção eficiente de vapor e de calor nas demais máquinas térmicas, podendo resultar em eficiências entre 65 e 85%, conforme indicado na Tabela 49. Ademais, os sistemas que produzem grandes quantidades relativas de vapor com relação à eletricidade geralmente têm eficiências mais elevadas, enquanto que aqueles que produzem maiores proporções de eletricidade apresentam eficiências menores. Esta relação pode ser melhorada a partir do avanço nas tecnologias de combustão das turbinas a gás, em particular nos sistemas citados anteriormente com injeção de vapor (US/OTA, 1993).

Tabela 49 - Características dos sistemas de cogeração

Tecnologia	Tamanho típico da unidade (MW)	Relação calor/eletricidade em ciclo simples (kJ/kWh)	Razão vapor / eletricidade (kg/kWh)	Eficiência global (%)
Turbina vapor <i>topping</i>				
- Contrapressão	0,5 - 60	15.000 - 42.000	4,5 - 13,6	75 - 85
- Condensação/extração	10 - 100	10.000 - 42.000	0 - 13,6	70 - 80
Turbinas combustão	0,5 - 100	10.000 - 16.000	1,1 - 4,5	65 - 75
Motor diesel	0,1 - 30	9.000 - 12.000	0,5 - 1,4	75 - 85

Fonte: US/OTA (1993).

No Brasil, as configurações de cogeração de energia predominantes são as de ciclo a vapor (ciclo Rankine), empregando turbinas de contrapressão, especialmente nos setores sucroalcooleiro (WALTER, 2003) e no de papel e celulose, e, mais recentemente, em ciclo combinado a gás natural (COGEN-SP, 2009).

Nos sistemas ciclo Rankine, visando obter rendimentos energéticos mais elevados, existem algumas possibilidades que vêm sendo incorporadas pelas empresas como, por exemplo, o emprego do conjunto caldeiras/turbinas com pressões e temperaturas de vapor mais elevadas (FRANCELLINO, 2008). Embora esta prática não seja uma novidade tecnológica, pela possibilidade de venda de excedentes de energia elétrica, o

setor sucroalcooleiro no Brasil já vem incorporando estes novos equipamentos, tanto em substituição aos equipamentos antigos já no final de suas vidas úteis, como nas plantas novas e expansões (DE SOUZA e AZEVEDO, 2006). As caldeiras mais antigas empregam pressões de 21 bar (2,1 MPa) ou até 65 bar (6,5 MPa), e têm capacidade de produção de 200 t/h de vapor. As novas caldeiras atingem pressões de 100 bar (10,0 MPa) e capacidade de 400 t/h de vapor (FRANCELLINO, 2008). PROCKNOR (2007), conforme apresentado na Tabela 50, mostra que é possível obter um incremento de até 19% na potência elétrica numa configuração com caldeiras de alta pressão e temperatura mais elevadas em relação a uma configuração básica (66 bar ou 6,6 MPa e 480°C).

Tabela 50 - Comparação da geração de energia em função do aumento de pressões e de temperatura do vapor em caldeiras e turbinas

Base: caldeira 300 t/h vapor (66 bar 480°C) + 2 turbogeradores de contrapressão 2,5 bar	Alternativa do sistema (bar/ °C)				
	66 / 480	68 / 520	92 / 520	100 / 540	120 / 540
Potencial de geração (MW)	48,7	51,9	54,5	56,7	58,1
Incremento na geração (%)	-	7	12	16	19

Fonte: PROCKNOR (2007).

A contabilização de emissões de CO₂ em processos de cogeração no Brasil deve ser considerada de forma cuidadosa, pelo fato de a produção de energia elétrica no país ser majoritariamente de origem hidráulica (renovável) e, conseqüentemente, com um baixíssimo fator de emissão de carbono³⁷. Isto significa que algumas configurações de cogeração, baseadas em combustíveis fósseis, poderiam tender a ter níveis de emissões de CO₂ superiores às emissões produzidas na geração de energia elétrica do *grid* brasileiro, caso viessem a ser projetadas em função da demanda elétrica (paridade elétrica). Ou seja, neste caso estaria sendo promovida a troca de uma geração majoritariamente limpa, via energia hidráulica, por uma geração fóssil com emissões superiores.

Dessa forma, os casos de cogeração a serem contemplados no Brasil, visando reduzir as emissões de CO₂, se restringem somente às seguintes configurações:

³⁷ O fator de emissão para o Sistema Interligado Nacional do Brasil é muito baixo, atingindo, segundo o MCT (2009b) somente 0,0293 t CO₂/MWh (8,14 tCO₂/TJ) pela baixa participação de combustíveis fósseis. A título de comparação e ilustração, um sistema fictício, que tivesse uma matriz de 1/3 em térmicas a gás natural em ciclo combinado (50% de eficiência), 1/3 em térmicas a carvão (30% de eficiência) e 1/3 de fontes renováveis, teria um fator de emissão de 140,4 tCO₂/TJ (17 vezes superior ao anteriormente mencionado).

- a) Aquelas que maximizem o emprego de biomassas residuais de processos industriais (bagaço, lixo negro e madeira), gerando excedentes a serem disponibilizados ao sistema interligado;
- b) A partir de calor residual em altas temperaturas de processos industriais, como nos casos do calor exausto de fornos dos segmentos de petroquímica, siderurgia e outros segmentos; e
- c) Através de sub-produtos derivados de combustíveis fósseis de alguns processos fabris, como gases combustíveis do setor siderúrgico (gás de alto-forno, de baixo forno e de coqueria), no refino de petróleo (gás de refinaria) etc. Estes combustíveis gasosos naturalmente teriam algum tipo de queima dentro das próprias empresas onde foram gerados e, através da cogeração, poderiam ter uma aplicação mais eficiente deslocando energia elétrica da rede.

O gás natural, pelo ponto de vista econômico e por proporcionar maior eficiência energética global em várias configurações, tem se mostrado atrativo em muitas situações para emprego na indústria. Porém, tem as restrições quanto às emissões de carbono comentadas anteriormente, no caso do Brasil. As configurações possíveis não permitiriam atingir emissões de CO₂ inferiores às emissões médias produzidas pelo Sistema Elétrico Integrado Brasileiro (SIN).

Assim, em termos de estimativa do potencial existente de cogeração de energia, visando o abatimento de emissões de carbono, foram avaliados somente três segmentos industriais - sucroalcooleiro (dentro do setor de alimentos e bebidas), papel e celulose, e siderúrgico, a serem apresentados nos capítulos seguintes.

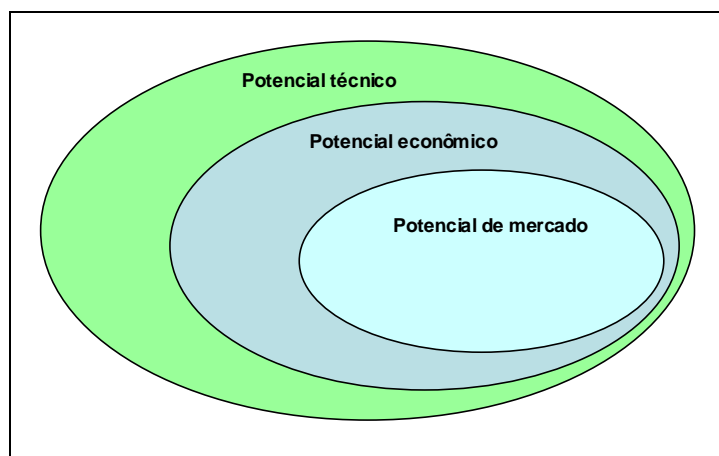
5.8 Comentários finais

Conforme descrito neste Capítulo 5, as opções tecnológicas apresentadas possuem plenas condições de implementação no setor industrial. No Capítulo 6 a seguir, as metodologias específicas para a quantificação do potencial de mitigação de CO₂ são discutidas, partindo-se dos consumos de energia em cada um dos segmentos específicos considerados no presente estudo.

6 METODOLOGIA PARA QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂

6.1 Potencial de mitigação - alguns conceitos

Existem formas distintas para definir o potencial de mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Esse “potencial” é usado para expressar o grau de redução destes gases que pode ser conseguido através de uma determinada medida a um custo definido por tonelada de carbono evitado num certo período de tempo, em comparação com uma linha de base. A medida é usualmente expressada em milhões de toneladas de emissões de carbono ou de CO₂ equivalente evitado em comparação com emissões na linha de base. Em termos práticos, o potencial de abatimento de emissões de carbono pode ser apresentado e quantificado sob três enfoques³⁸, conforme ilustrado na Figura 47.



Fonte: Elaboração própria com base em TOLMASQUIM *et al.* (2003b).

Figura 47 - Representação genérica dos potenciais de redução do uso de energia e de emissões.

O potencial técnico estabelece um limite prático e real, correlacionado às características técnicas de um dado processo ou tecnologia. Portanto, esse potencial

³⁸ Poder-se-ia contabilizar também o potencial termodinâmico para algumas medidas, como, por exemplo, para eficiência energética e cogeração. Este potencial constitui o que seria um limite superior ou máximo teórico, imposto pelas leis da termodinâmica, que uma determinada medida poderia proporcionar em termos de aproveitamento energético (HAMMOND, 2004). Esse potencial despreza condicionantes tecnológicos de cada tipo de equipamento ou processo, seus custos e outros parâmetros, apresentando, por esse motivo, pouco interesse prático (TOLMASQUIM *et al.*, 2003b).

reflete a tecnologia mais eficiente disponível, embora não incorpore elementos ligados a custos e/ou outros impedimentos para a adoção da tecnologia, embora alguns aspectos econômicos possam estar implícitos. Geralmente resulta em grande utilidade por sinalizar o “teto” possível de ser atingido para um determinado tipo de esforço a ser colocado, mesmo sabendo que as condições econômicas e de mercado reais sejam mais restritivas.

O potencial econômico, que resulta de uma fração do potencial anterior, incorpora somente as medidas viáveis tecnicamente e que são atrativas economicamente, de acordo com o ponto de vista do agente empreendedor (empresa privada ou governo) (SPALDING-FECHER *et al.*, 2004)³⁹. No caso de um agente privado, os ganhos econômicos advindos de menores custos operacionais e outros devem ser vantajosos diante de investimentos necessários, atendendo custos de oportunidade e prazos de retorno de retorno desejados. Do ponto de vista social, numa perspectiva macroeconômica, os custos de implementação ou de apoio a programas de fomento devem ser considerados, como também os benefícios de uma forma mais ampla para toda economia, incluindo custos evitados em outros empreendimentos, ganhos ambientais, sociais e outros desdobramentos em geral. Entretanto, o potencial econômico não capta barreiras ou imperfeições de mercado, como, por exemplo, ausência de informação, indisponibilidade momentânea de determinado energético e outros (TOLMASQUIM *et al.*, 2003b).

Por fim, o potencial de mercado, ainda mais restrito que o potencial econômico, incorpora somente aquelas medidas viáveis técnica e economicamente, mas que de fato têm maiores chances de implementação seguindo preferências do consumidor (empreendedor) diante de um conjunto de fatores externos, incluindo o mercado propriamente dito, efeitos de marketing, comportamento de preços de energéticos, evolução tecnológica, políticas de governo e barreiras de um modo geral. Portanto, o potencial de mercado se viabiliza quando atende custos de oportunidade estabelecidos pelas empresas, mas também quando há uma sinalização favorável dada pelo cenário externo (SPALDING-FECHER *et al.*, 2004).

³⁹ O IPCC-WGIII (2007) no AR4 adota uma definição distinta. Considera o potencial econômico aquele visto pelo lado social, considerando taxas de desconto sociais e a influência de políticas e de medidas do governo sobre o mercado.

6.2 Metodologia geral para a quantificação do potencial técnico de mitigação e bases de cálculo

A quantificação do potencial técnico das emissões de CO₂ a serem evitadas deriva da contabilização das quantidades de energia fóssil passíveis de redução em cada um dos segmentos industriais específicos, percorrendo os seis grandes blocos de medidas de mitigação apresentados no Capítulo 5 - eficiência energética, reciclagem de materiais, troca inter-energéticos, uso de fontes renováveis, eliminação do emprego de biomassas originárias de desmatamento e cogeração de energia.

Inicialmente, entretanto, foi avaliada a aplicabilidade de cada uma dessas medidas de mitigação em cada segmento industrial, conforme indicado na Tabela 51. Nota-se que algumas destas medidas são transversais, como no caso da eficiência energética, e poderiam ser aplicadas a todos os setores. No caso das demais medidas, apesar de existir algum potencial para implementação em determinados segmentos, a avaliação não foi efetivada, diante de um potencial possivelmente modesto ou por algum motivo específico conforme será apresentado adiante.

Tabela 51 – Tipos de medidas de mitigação das emissões de CO₂ e setores industriais passíveis de aplicação

Setores / Medidas	Eficiência Energética	Reciclagem /Economia Materiais	Troca Inter-combustíveis	Fontes Alternativas (Solar ou Biomassa)	Eliminação Desmata-mento	Cogeração de Energia
Cimento	AP	AP	AP	NA	BP	MP
Ferro-gusa e Aço	AP	AP	AP	AP	AP	AP
Ferroligas	AP	AP	BP	MP	AP	BP
Mineração e Pelotização	AP	NA	MP	NA	NA	BP
Química	AP	NA	AP	MP	NA	AP
Não-ferrosos e Outros Metálicos	AP	AP	BP	NA	BP	MP
Têxtil	AP	NA	AP	AP	BP	MP
Alimentos e Bebidas	AP	NA	AP	AP	MP	AP
Papel e Celulose	AP	AP	BP	BP	NA	AP
Cerâmica	AP	AP	MP	MP	AP	BP
Outros	AP	AP	BP	BP	BP	BP
Refino de Petróleo	AP	NA	BP	NA	NA	AP

AP = Alto Potencial; MP = Médio Potencial; BP = Baixo Potencial; NA = Não se Aplica.

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com o tipo da medida mitigação, a estimativa do potencial técnico seguiu abordagens metodológicas distintas, conforme será mais detalhado adiante. Entretanto, o modelo geral de cálculo está estruturado em planilhas eletrônicas Excel,

partindo dos consumos individuais de energia (em toneladas equivalentes de petróleo) para o ano base de 2007 (tomado como referência), por tipo de fonte energética, e para cada segmento industrial considerado, conforme ilustrado resumidamente na Tabela 52. Este conjunto de planilhas por setor, por sua vez, foi alimentado com dados de entrada de planilhas prévias, onde os potenciais de redução de consumo ou de substituição de combustíveis fósseis foram calculados (e posteriormente convertidos em quantidades equivalentes em CO₂).

Tabela 52 - Exemplo do modelo de planilha eletrônica para dados de entrada utilizados para o cômputo do potencial técnico

Matriz Inicial (consumo de energia e/ou emissões de CO ₂)					
	Setores				
Energéticos	1	2	...	Setor n	TOTAL
1					
2					
...					
Energético n					
TOTAL					
SETOR 1					
	Medidas				
Energéticos	1	2	...	Medida n	TOTAL
1					
2					
...					
Energético n					
TOTAL					
MEDIDA 1					
	Setores				
Energéticos	1	2	...	Setor n	TOTAL
1					
2					
...					
Energético n					
TOTAL					

Fonte: Elaboração própria.

Para o cômputo dos potenciais de redução ou de substituição de energia fóssil para o período de 2010 a 2030, foram desenvolvidas projeções distintas para cada tipo de medida de mitigação, obedecendo curvas de penetração das tecnologias, conforme suas especificidades e factibilidade de implementação em determinados horizontes de tempo. Por exemplo, medidas mais simples, tais como as de eficiência energética, foram projetadas para implementação a partir de 2010, com os primeiros resultados no ano seguinte, e renovações de investimentos após os períodos de término de vida útil de equipamentos ou processos. Medidas mais complexas e mais caras foram projetadas para implementação em horizontes de tempo mais distante, como no caso daquelas relativas à implantação de biomassa de florestas energéticas, cujas emissões a serem abatidas se dariam somente a partir de 2017, após cumprir o prazo de 7 anos de

crescimento de árvores (ou seja, investimentos começando em 2010). No Anexo 1 encontram-se as premissas empregadas para a penetração das medidas de mitigação ao longo do tempo.

Foram desenvolvidos também dois tipos de potenciais de mitigação de CO₂: o “bruto” e o “ajustado”. No potencial “bruto”, as medidas são contabilizadas de forma independente, sem considerar interações entre as mesmas. Dessa forma, esse cálculo não possibilita uma totalização dos resultados parciais obtidos para cada medida de mitigação. Mesmo assim, esse tipo de abordagem pode ser de interesse, caso se deseje conhecer o potencial total para a aplicação de uma dada medida de forma isolada, visando propor políticas específicas com um viés mais transversal nos setores industriais.

No potencial “ajustado” as medidas são contabilizadas de forma combinada, ou seja, o efeito que uma determinada pode causar sobre uma subsequente é considerado, e assim por diante. Portanto, no cômputo do potencial “ajustado” é possível estabelecer uma totalização dos resultados, e evita-se dupla-contagem ou sobreposições. O roteiro a seguir exemplifica o modelo geral de cálculo para o potencial ajustado para um dado setor.

- *Medida 1* → gera “*Potencial 1*” calculado sobre “*Consumo de Energia Inicial*”
- *Medida 2* → gera “*Potencial 2*” calculado sobre “*Consumo de Energia Inicial*” - “*Potencial 1*”
- *Medida n* → gera “*Potencial n*” calculado sobre “*Consumo Energia Inicial*” - “*Potencial 1*” - “*Potencial n - 1*”
- “*Potencial total ajustado*” = $\sum_{i=0}^n \text{Potencial}_i$

Esta abordagem implica em estabelecer uma ordenação ou priorização para a implementação de medidas de mitigação, tendo-se optado por iniciar pelas medidas mais simples e de menor custo, seguindo para as mais complexas e caras, conforme a seguir: 1. bloco eficiência energética, 2. reciclagem de materiais, 3. substituição por gás natural, 4. substituição de combustível fóssil por energia solar, 5. substituição por biomassa, 6. eliminação de biomassas de desmatamento, e 7. cogeração de energia.

No entanto, esta abordagem metodológica apresenta algumas restrições:

a) Os resultados para o cenário de baixo carbono podem não apresentar os menores custos;

b) Dada a grande diversidade de opções tecnológicas e de sub-setores, ocorre uma dificuldade natural de se examinar em detalhes algumas externalidades e certos co-benefícios advindos das medidas de mitigação (e que eventualmente poderiam ser mandatórios ou ter maior peso nos processos decisórios);

c) Os resultados parciais por tipo de medida de mitigação, expressos em toneladas de CO₂, comportam-se em função da ordenação da implementação das medidas dada, ou seja, caso houvesse uma inversão na sequência de implementação das medidas de mitigação, os resultados finais seriam distintos; e

d) Os prazos de implementação de uma dada medida também influenciam os resultados finais. Adotou-se, sempre que possível, o prazo mais curto possível, o que torna os potenciais de mitigação mais elevados.

Nas seções seguintes, para cada tipo de opção tecnológica, estão apresentadas as principais premissas e os roteiros metodológicos específicos de cada uma das medidas de mitigação da emissão de CO₂ consideradas.

6.2.1 Eficiência energética

A estimativa do potencial de redução por medidas de eficiência energética foi conduzida através da combinação de duas abordagens metodológicas: i) a partir do Balanço de Energia Útil - BEU (MME, 2005); ii) a partir de comparações entre consumos específicos de energia setoriais e dados sobre “melhores práticas”. Ambas abordagens resultam num potencial de economia de energia pela incorporação de procedimentos e de tecnologias de maior eficiência energética, tendo como pano de fundo o estágio tecnológico atual disponível ou conhecido para cada um dos segmentos industriais tratados, ou seja, estão sendo consideradas as melhores tecnologias disponíveis e que se encontram em estágio comercial.

i) Abordagem através do Balanço de Energia Útil - BEU

Através do BEU é possível obter estimativas do potencial de economia de energia em cada segmento da indústria relacionado no Balanço de Energia Nacional. Nele emprega-se um modelo teórico, a partir da *Energia Final* utilizada em um dado

segmento. Esta *Energia Final* é composta por duas parcelas: a *Energia Útil* e a *Energia Perdida*. Esta última, por sua vez, é composta da soma do *Potencial de Economia de Energia* e a *Energia Não-Recuperável*. A relação entre a *Energia Útil* e a *Energia Final* corresponde ao que se pode chamar de *Rendimento Energético Médio* para a conversão de energia dentro de um setor, que é comparada a um *Rendimento Teórico Ideal* para um tipo de *Uso Final* (coeficiente de destinação).

Assim, o BEU parte de uma quantidade de uma dada forma de *Energia Final* fornecida para um determinado setor de atividade ou, em linguagem matricial, da *Energia Final i* para o setor de atividade *j* (EF_{ij}).

A *Energia Útil* (EU) gerada pela *Energia Final i* no setor de atividade *j* aplicada ao *Uso Final k* é designada por EU_{ijk} e resulta do produto:

$$EU_{ijk} = EF_{ij} \times p_{jik} \times r_{jik} \quad \text{Eq. (1)}$$

onde:

p_{jik} = parcela da *Energia Final i* no setor de atividade *j* que é destinada ao *Uso Final k*.

r_{jik} = rendimento da conversão da *Energia Final i* no setor de atividade *j* para o uso final *k*.

Os valores para os parâmetros p_{jik} e r_{jik} são atualizados a cada nova edição do BEU.

O BEU contempla sete *Usos Finais* (por exemplo: calor de processo, aquecimento, força motriz etc) e dezoito *Formas de Energia* (que são os energéticos: gás natural, carvão, óleo combustível e outros) que têm consumo final obtido do BEN.

Para a estimativa do *Potencial de Economia de Energia*, o modelo parte da *Energia Útil* EU_{jik} (*Energia Útil* correspondente ao energético *i* no setor de atividade *j* para o uso final *k*). Essa *Energia Útil* seria gerada pela *Energia Final* EF'_{jik} , considerando que o Equipamento de Demanda tivesse o Rendimento de Referência rr_{jik} (*Rendimento de Referência* do Equipamento de Demanda para o energético *i* no setor de atividades *j* para o uso final *k*).

$$EF'_{jik} = EU_{jik} / rr_{jik} = EF_{jik} * r_{jik} / rr_{jik} \quad \text{Eq. (2)}$$

Sendo EF_{jik} , a *Energia Final* correspondente ao energético *i* no setor de atividade *j* para o uso final *k*.

O *Potencial de Economia de Energia* PEE_{jik} , correspondente ao energético i no setor de atividade j para o uso final k , seria então a diferença entre a *Energia Final* EF_{jik} (*Energia Final* correspondente ao energético i no setor de atividade j para o uso final k) e a *Energia Final* teórica EF'_{jik} que seria consumida se os equipamentos tivessem o *Rendimento de Referência* (rr_{jik}). Esses *Rendimentos de Referência* representam o estado da arte da conversão de energia para cada processo contemplado neste estudo.

Tem-se então:

$$PEE_{jik} = EF_{jik} - EF'_{jik} \quad \text{Eq. (3)}$$

$$PEE_{jik} = EF_{ji} \times p_{jik} - EF_{ji} * p_{jik} * r_{jik} / rr_{jik} = EF_{ji} * p_{jik} (1 - r_{jik} / rr_{jik}) \quad \text{Eq. (4)}$$

Dependendo da forma como se processa o somatória de PEE_{ijk} , pode-se apurar o *Potencial de Economia de Energia* por formas de *Energia Final*, por *Usos Finais*, bem como, por combinações duas a duas dessas categorias.

Os *rendimentos de conversão* (r_{jik})⁴⁰ e os *rendimentos de referência* (rr_{jik}) são definidos no BEU para o tipo de energético e para cada aplicação final da energia. Deve-se observar que os *rendimentos energéticos* (r_{jik}) tendem a aumentar com o tempo, resultado da evolução dos processos e da atualização tecnológica das empresas. Consequentemente, o *Potencial de Economia de Energia* vai se reduzindo ao longo do tempo, tendendo a zero, quanto mais próximo do limite técnico de um determinado processo ou tecnologia.

O BEU, entretanto, apresenta algumas restrições. Algumas aplicações industriais, especialmente as relacionadas com o “calor de processo” e “aquecimento direto”, que para o presente estudo são as mais importantes, são muito generalizadas, perdendo detalhes de equipamentos específicos de alguns segmentos. Neste aspecto, a título de exemplo, quatro problemas podem ser mencionados: 1) em “calor de processo”, as possibilidades de recuperação de calor e de uso eficiente de vapor não são contempladas, ficando os ganhos de energia restritos aos aumentos de rendimentos de caldeiras; 2) em “aquecimento direto”, item onde fornos e secadores são considerados, há uma generalização muito forte dos rendimentos de equipamentos dentro de um mesmo segmento; 3) há uma generalização para os coeficientes de rendimentos dentro

⁴⁰ Na presente avaliação, alguns destes rendimentos de conversão (r_{jik}) precisaram ser ajustados de forma a melhor retratar alguns dados atuais de certos setores, como foi o caso do setor cerâmico, onde os rendimentos para o gás natural foram modificados.

de um mesmo setor para energéticos variados, especialmente para “aquecimento direto”; e 4) a amostra de alguns setores aparenta ser insuficiente.

De qualquer forma, a análise do BEU fornece resultados que expressam potenciais de economia de energia que podem ser bastante úteis, embora possam ser considerados como conservadores devido aos problemas relatados.

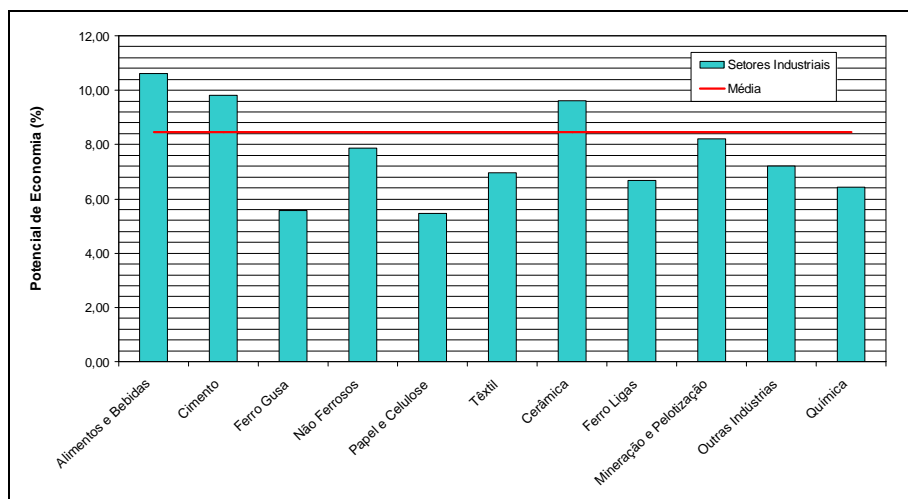
- ***Quantificação inicial pelo BEU***

O cômputo do potencial de economia de combustíveis, em cada um dos setores através do BEU, tomou por base as aplicações de uso final (aquecimento direto e calor de processo) e os rendimentos médios e de referência considerados neste trabalho. Para o calor de processo, as economias potenciais foram acrescidas de 5% com base em estudos recentes elaborados pelo INT (2007), uma vez que o BEU não contempla as aplicações de vapor em processo e a recuperação de condensado dos sistemas em geral. Na Tabela 53 e Figura 48 estão apresentados os potenciais de economias de combustíveis nos setores industriais. O valor médio de economia de energia para toda a indústria é de 8,5%, observando-se um maior potencial no setor de alimentos e bebidas (10,6%).

Tabela 53 - Quadro geral dos potenciais de economia de combustíveis existente por eficiência energética - cálculo através do BEU (atualizado para os dados de 2007)

SETORES Industriais	Consumo total (1.000 tep)	Potencial de economia	
		%	1.000 tep
Alimentos e Bebidas	18.964,48	10,60	2.010,57
Cimento	2.968,00	9,80	290,39
Ferro e Aço	16.795,15	5,58	936,71
Não Ferrosos	2.628,34	7,86	203,42
Papel e Celulose	7.037,56	5,46	737,98
Têxtil	542,49	6,95	41,95
Cerâmica	3.506,56	9,61	317,39
Ferro-Ligas	1.017,00	6,67	67,80
Mineração e Pelotização	2.108,32	8,21	173,14
Outras Indústrias	2.890,06	7,21	232,11
Química	5.440,74	6,44	392,72
TOTAL	63.898,71	8,46	5.404,18

Obs.: O setor de refino de petróleo não está contemplado na avaliação através do BEU.
Fonte: Elaboração própria.



Fonte: Elaboração própria

Figura 48 - Potencial de economia de combustíveis por medidas de eficiência energética nos setores industriais - com base no BEU.

ii) Abordagem através da comparação de consumos específicos de energia

Nesta abordagem alternativa, considerando consumos específicos de energia, está se buscando uma complementação da avaliação anterior (pelo BEU). A metodologia procura comparar consumos específicos de energia entre empresas de um mesmo segmento e também de valores médios setoriais com relação a dados internacionais, tidos como “melhores práticas” ou “melhores tecnologias disponíveis” (*best practice – BP* ou *best available technology – BAT*). Para tal contou-se com dados setoriais fornecidos pela EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas), dados do Balanço de Energia Nacional (BRASIL, 2008a), dados de associações industriais, e a partir de informações de estudos nacionais e internacionais diversos, onde são discutidos consumos específicos de energia e potenciais de economia de energia típicos ainda existentes. Algumas dessas referências são: LA ROVERE *et al.* (2006), CCAP (2007a e 2007b), IEA (2007 e 2008a), IAEA (2006), DE BEER *et al.* (1997 e 1998), EGEE (2007), MARTIN *et al.* (2000), WORREL *et al.* (2000 e 2008), SPALDING-FECHER *et al.* (2004) e outras citadas ao longo das seções específicas adiante.

Esta abordagem metodológica traz uma grande vantagem sobre o procedimento através do BEU, porque nela são considerados indicadores de consumo específico de energia que retratam a situação global de uma empresa, estando, portanto, incorporados todos os itens do processo fabril. Não ocorrem as omissões citadas na abordagem anterior. Há, porém, algumas armadilhas, pois eventualmente pode-se proceder comparações indevidas entre empresas de um mesmo segmento, onde existem processos

distintos (caso da siderurgia, por exemplo), podendo gerar conclusões equivocadas. Este também é o caso de comparações entre empresas de um mesmo setor onde existe uma grande variedade de produtos (ex.: setor de alimentos), o que torna a comparação impossível. Mesmo em setores onde são fabricados produtos aparentemente da mesma natureza ou bem homogêneos, pode-se ter variações específicas, podendo levar a resultados imprecisos (ex.: setor de papel, onde ocorrem grandes flutuações de consumo específico de energia em virtude do tipo e gramatura do papel). Portanto, nas avaliações a serem efetuadas por esta abordagem, somente devem ser feitas comparações entre processos e produtos assemelhados.

Com relação aos dados fornecidos pela EPE ⁴¹ foi procedida uma rigorosa revisão, tendo sido identificada a necessidade de processar alguns ajustes ou mesmo o descarte de alguns dados que se mostraram inconsistentes. A partir dos dados considerados aceitáveis e comparáveis entre si dentro de cada segmento, foram obtidos valores médios de consumo específico, que foram comparados ao melhor valor de consumo específico daquele dado setor, resultando assim no potencial técnico teórico de economia de energia. Ainda nesta linha metodológica, para alguns segmentos, procedeu-se uma comparação dos consumos específicos médios das empresas brasileiras com dados internacionais tidos como as “melhores práticas”, considerando as tecnologias já conhecidas e de uso comercial.

- ***Quantificação inicial através da comparação de consumos específicos de energia***

Os valores encontrados de consumo específico de energia para a situação atualmente existente e o valor “ótimo” esperado são apresentados na Tabela 54. Novamente registra-se que para alguns segmentos mais heterogêneos (não-ferrosos, químico e alimentos), há uma grande dificuldade de se aplicar este método.

⁴¹ As informações fornecidas pela EPE (2008) são na forma de planilha eletrônica onde as empresas respondentes não são identificadas individualmente. Estas empresas representam uma amostra dos segmentos industriais. Os segmentos para os quais se conseguiu informações são: cimento, ferro e aço, ferro-ligas, papel e celulose, pelotização e sucro-alcooleiro.

Tabela 54 - Consumos específicos médios de energia térmica praticados atualmente e valores tomados como “melhores práticas”

Setores Industriais	Média Setor	Referências	Melhor Valor	Referências	Economia
	GJ/t		GJ/t		%
Cimento	3,7	SNIC (2008); EPE (2008)	2,8	WORREL <i>et al.</i> (2008)	23,0
Ferro e Aço	20,8	ABM (2008)	13,5	WORREL <i>et al.</i> (2008)	35,1
Não-Ferrosos (exceto alumínio)	18,2	MME (2007a)	16,0	Estimativa própria	12,1
Alumínio/alumina	10,0	MME (2007a)	9,5	IEA (2007); WORREL <i>et al.</i> (2008)	5,0
Ferro-Ligas	35,2	MME (2008a)	32,8	Estimativa própria	6,7
Mineração/Pelotização	2,2	EPE (2008)	1,7	EPE (2008)	21,3
Papel / Celulose	14,1	MME (2008a)	11,5	IEA (2007); EPE (2008)	18,4
Químico					
Eteno	nd		11,5	WORREL <i>et al.</i> (2008)	nd
Amônia	36,0	IEA (2007)	28,0	DE BEER <i>et al.</i> (2001); WORREL <i>et al.</i> (2008)	22,2
Cerâmica	2,8	Média ponderada	1,8	Média ponderada	34,3
Vermelha	2,8	SCHWOB (2007)	1,7	SCHWOB (2007); IEA (2007)	40,0
Branca	3,4	MME (2008a)	2,9	IEA (2007)	13,4
Têxtil	16,5	INT (2007); IPT (1985b)	13,9	Estimativa própria	14,8
Outros					
Cal	4,3	INT (2007)	3,6	IEA (2007)	16,3
Vidro	10,0	INT (2007)	8,4	IEA (2007)	16,0

nd - não disponível.

Obs.1: Os consumos específicos se referem exclusivamente ao emprego de combustíveis (calor). A energia elétrica não está considerada.

Obs.2: A quantificação para o setor de alimentos seguirá a abordagem via BEU, dada a diversidade de produtos.

Obs.3: Refino de petróleo seguiu estimativa a parte, segundo o potencial de economia de energia médio descrito na literatura (vide na seção seguinte).

iii) Consolidação do potencial de economia por eficiência energética e decomposição por tipo de medida

A consolidação do potencial técnico de eficiência energética, conforme mencionado, combinou as duas abordagens descritas, definindo uma faixa onde o valor inferior derivou da avaliação através do BEU, e o valor superior da avaliação através da comparação de consumos específicos e de “melhores práticas”.

Com o intuito de ter maior precisão e detalhe, as medidas de eficiência energética foram decompostas nas seis medidas seguintes:

- melhoria de combustão,
- recuperação de calor,

- otimização de sistemas de vapor,
- recuperação de calor em fornos,
- implementação de novos processos, e
- outras medidas gerais.

Os valores para cada uma das parcelas atribuídas a essas medidas específicas, conforme mostrado na Tabela 55 adiante, foram estimados com base na combinação das descrições técnicas apresentadas no Capítulo 5, e de acordo com os processos fabris de cada um dos segmentos específicos (Capítulo 4). Para auxiliar na definição destas parcelas foram também consultadas referências sobre potenciais típicos de economia de energia por tipo de medida e/ou tecnologia em: IEA (2007), US/DOE (2002a e b), US/EPA (2008), MARTIN *et al.* (2000), LNBL (2004), ENERGETICS (1998 e 2000), WORREL *et al.* (2000 e 2004) e WORREL e GALITSKY (2005). Outras premissas adotadas foram:

- Existindo uma faixa de potencial de economia de energia, o potencial total adotado foi o de valor superior (máximo).
- Potenciais mais baixos de economia de energia, calculados através do BEU, foram preferencialmente atribuídos a medidas mais simples, associadas a desperdícios ligados à má combustão nos processos de caldeiras e fornos, e melhorias dos processos de distribuição, uso e recuperação de vapor.
- Valores mais elevados de economia foram distribuídos para os procedimentos ligados à recuperação de calor de fornos e para a adoção de novos processos e equipamentos de maior eficiência, principalmente.
- Na otimização de combustão estão contemplados: ajuste da regulagem de ar/combustível, emprego de queimadores mais eficientes, controle da combustão, oxidação em processos de alta temperatura.
- Nos sistemas de recuperação de calor incluiu-se a integração de processos. Estão considerados aproveitamentos de calor de fluidos industriais residuais de alta temperatura, exceto vapor e gases de exaustão.
- Em recuperação de vapor estão contempladas medidas de: recuperação de condensado, aproveitamento de vapor de reevaporação (vapor *flash*), recuperação de calor de gases de exaustão para pré-aquecimento de água de caldeira, e outras correlatas.
- Na recuperação de calor de gases exaustão de fornos e similares estão previstos o pré-aquecimento de carga, de ar de combustão ou de fluido de processo.

- Em novos processos são consideradas várias novas rotas tecnológicas e/ou de equipamentos de maior eficiência energética, conforme descrito no Capítulo 5.
- No bloco de “outras medidas” estão as ações mais simples e corriqueiras, tais como: eliminação de vazamentos, manutenção de purgadores, isolamento térmico de dutos e equipamentos etc.
- Para o setor de refino de petróleo, o potencial indicado para recuperação de calor em 15% baseou-se em simulações de MOREIRA *et al.* (2008) considerando a aplicação da técnica *Pinch* para uma refinaria brasileira, e de acordo com estimativas indicadas por WORREL e GALITSKY (2005) para refinarias norte-americanas. Ainda neste setor, o controle de incrustações em trocadores de calor poderia proporcionar 2% de economia, de acordo com NEGRÃO *et al.* (2004), e o controle avançado de processos outros 2%, segundo ALSEMA (2001), totalizando o valor de 4% indicado na coluna “outras medidas de eficiência energética” na Tabela 55.

Tabela 55 - Estimativas do potencial de economia de energia bruto nos sub-setores industriais e decomposição percentual das medidas de eficiência energética

Setores	Faixa de Economia %	Medidas de Eficiência Energética					
		Otimização da combustão (%)	Sistemas recuperação calor (%)	Recuperação de vapor (%)	Recuperação calor /fornos (%)	Novos processos (%)	Outras medidas de eficiência (%)
Cimento	9,8 - 23,0	2,0			21,0		
Ferro e Aço	5,6 - 35,1	3,0			7,0	24,1	1,0
Não-Ferrosos (exceto alumínio)	7,9	2,0			5,9		
Alumínio	5,0	1,0		2,0	2,0		
Ferro-Ligas	6,7				6,7		
Mineração/Pelotização	8,2 - 21,3	3,0			18,3		
Papel / Celulose	5,5 - 18,4	3,0		6,0		9,4	
Químico	6,4 - 22,2	3,0	3,0	3,0	6,0	7,2	
Cerâmica	9,6 - 34,3	3,0			11,3	20,0	
Vermelha	40,0	2,6			14,0	23,4	
Branca	14,8	2,0			5,9	6,9	
Têxtil	6,9 - 16,0	2,0	3,0	5,0		4,0	2,0
Alimentos	10,6	2,0	2,0	2,0	3,0	1,6	
Outros	7,2 - 16,0	2,0		5,0	5,0	4,0	
Cal	16,3	5,0				11,3	
Vidro	16,0	7,0			9,0		
Refino de Petróleo	19,0		15,0				4,0

Fonte: Elaboração própria.

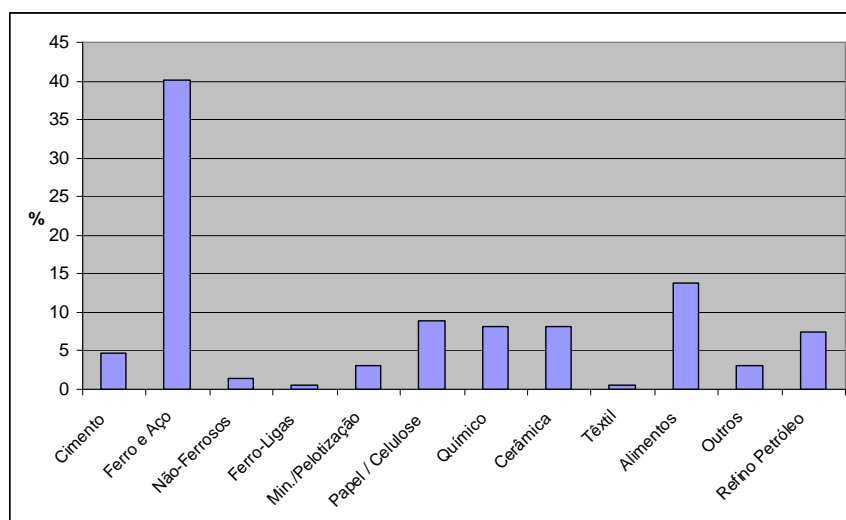
Por fim, a Tabela 56 deriva da anterior, e apresenta os valores dos potenciais convertidos em toneladas equivalentes de petróleo com base em 2007, e que serviu de base para as projeções das quantidades de energia (combustíveis) e de emissões a serem abatidas.

O maior potencial de economia de energia se encontra no setor de ferro e aço, com 40,5% das economias identificadas, seguido do setor de alimentos com 13,8% (vide Figura 49). De outro lado, as medidas que representam as maiores economias de energia em valor absoluto são: a incorporação de novos processos (42,9%) e a recuperação de calor de fornos (23,1%). A economia média para todo o segmento resultou em 20,9%.

Tabela 56 - Base para o cálculo do potencial de economia de energia por medidas específicas e por setores - base 2007 (em toneladas equivalentes de petróleo)

Setores	Consumo de Energia (1.000 tep)	Economia (%)	Economias pelas Medidas de Eficiência Energética (em 1.000 tep)							Participação dos setores na economia total (%)
			Otimização da combustão	Sistemas recup. calor	Recup. de vapor	Recup. calor de fornos	Novos processos	Outras medidas de eficiência	Total	
Cimento	2.968,00	23,0	59,36			623,28			682,64	4,7
Ferro e Aço	16.795,15	35,1	503,85			1.175,66	4.047,63	167,95	5.895,10	40,5
Não-Ferrosos	2.628,34	7,9	52,57			155,07			207,64	1,4
Ferro-Ligas	1.017,00	6,7				68,14			68,14	0,5
Min./Pelotiz.	2.108,32	21,3	63,25			385,82			449,07	3,1
Papel / Celulose	7.037,56	18,4	211,13		422,25		661,53		1.294,91	8,9
Químico	5.440,74	22,2	163,22	163,22	163,22	326,44	391,73		1.207,85	8,3
Cerâmica	3.506,56	34,3	105,20			396,24	701,31		1.202,75	8,3
Têxtil	542,49	16,0	14,60	16,27	27,12		21,70	10,85	90,55	0,6
Alimentos	18.964,48	10,6	379,29	379,29	857,04	91,18	303,43		2.010,24	13,8
Outros	2.890,06	16,0	57,80		144,50	144,50	115,60		462,41	3,2
Refino Petróleo	5.786,00	19,0		867,90				115,72	983,62	6,8
TOTAL	69.684,71		1.610,27	1.426,69	1.614,14	3.366,35	6.242,94	294,52	14.554,91	100,0
Representatividade da medida (%)			11,1	9,8	11,1	23,1	42,9	2,0	100,0	
Economia Total (%)			2,3	2,0	2,3	4,8	9,0	0,4	20,9	

Fonte: Elaboração própria.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 49 - Participação percentual dos segmentos industriais no conjunto de medidas de eficiência energética.

Para cada tipo de medida de eficiência energética foi adotado um período de implementação específico e de obtenção integral do potencial de economia em função da vida útil da medida. Portanto, os valores dos potenciais de economias indicados na Tabela 55 partiriam de 0% em 2010 até atingir 100% ao completar a vida útil de cada tipo medida.

6.2.2 Reciclagem e economia de materiais

Cada uma das possibilidades técnicas de reciclagem e de economia de materiais foi traduzida em ganhos de energia e, em seguida, em emissões evitadas, também baseadas no ano de 2007. De um modo geral, o roteiro metodológico adotado foi o de verificar o índice atual de reciclagem para cada produto aqui tratado, e estimar a possibilidade de ampliação deste índice com base nos dois aspectos seguintes: 1) evolução histórica recente; 2) comparação com índices praticados em outros países. Como cada produto tem sua particularidade, foi conduzida uma análise específica para os principais segmentos com maior potencial, ou seja, o uso de aditivos no caso do setor cimenteiro, a reciclagem propriamente dita para os setores de aço, alumínio (contabilizado no setor “metais não-ferrosos”), vidro (setor “outros”) e papel, e ainda a economia de materiais no setor cerâmico.

6.2.2.1 Cimento - uso de aditivos

Conforme explicado no Capítulo 5.3, a redução da razão de clínquer/cimento em massa na produção de cimento Portland é fator primordial para a diminuição no uso da energia, uma vez que na fabricação de clínquer é onde, de fato, há o uso intenso de calor. Essa razão clínquer/cimento situa-se geralmente entre 0,70 a 0,95, conforme o tipo de cimento produzido (IEA, 2007). A relação de 0,95, por exemplo, representa 100% de produção de cimento Portland com 5% de gesso adicionado (ou 95% de clínquer e 5% de gesso).

Muitos países têm conseguido uma redução desta proporção clínquer/cimento desde 1990, atingindo uma taxa média de 1,0% ao ano no mundo (IEA, 2007), embora exista um peso importante neste valor vindo da China no período entre 1994 e 2004 (1,3% a.a.), dada a oferta crescente de escória de alto forno da siderurgia e de cinzas de processos alimentados por carvão. Segundo a IEA (2007), a média mundial em 2005 da razão clínquer/cimento situou-se em 78%.

No Brasil, contrariamente ao movimento mundial, razão clínquer/cimento vem aumentando, segundo levantamento da IEA (2007), situando-se entre 81 e 82% (0,81 e 0,82) em 2005. Isto poderia ser explicado por um resultado econômico desfavorável para o uso de aditivos diante de um custo extremamente baixo dos combustíveis residuais atualmente empregados na fabricação do clínquer, como o coque de petróleo. De qualquer forma, estima-se que a relação clínquer/cimento possa alcançar no Brasil, a médio e longo prazo, algo entre 77 e 78% (0,77 a 0,78), nivelando-se à média mundial atual. Conseqüentemente, a redução da produção de clínquer seria de 4 pontos percentuais. Na Tabela 57 estão as estimativas de redução de consumo por cada tipo de combustível pelo aumento do uso de aditivos, considerando o potencial bruto explicado anteriormente e o potencial ajustado, descontando-se a medida de eficiência energética vista no bloco anterior.

Tabela 57 - Base para o cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pelo maior uso de aditivos no setor cimenteiro

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (1.000 tep)	Potencial Bruto	Potencial Ajustado		
		Economia pelo Uso de Aditivos (1.000 tep)	Economia pela Eficiência Energética (1.000 tep)	Economia pelo Uso de Aditivos (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência Energética + Aditivos (1.000 tep)
Gás Natural	17,00	0,68	3,91	0,52	12,57
Carvão Vapor	36,00	1,44	8,28	1,11	26,61
Carvão Metalúrgico	33,00	1,32	7,59	1,02	24,39
Outras Fontes Primárias	268,00	10,72	61,64	8,25	198,11
Óleo Combustível	69,00	2,76	15,87	2,13	51,00
GLP	1,00	0,04	0,23	0,03	0,74
Coque Carvão Mineral	55,00	2,2	12,65	1,69	40,66
Carvão Vegetal	222,00	8,88	51,06	6,84	164,10
Outras F. Sec. Petróleo	2.267,00	90,68	521,41	69,82	1.675,77
Total	2.968,00	118,72	682,64	91,41	2.193,95

Fonte: Elaboração própria.

6.2.2.2 Ferro e aço - emprego de sucata

No Brasil, o índice de reciclagem de aço atual é de 29% (MME, 2008c), que representou em 2007 cerca de 9,8 milhões de toneladas por ano. Aproximadamente 43% da sucata processada no Brasil é proveniente da chamada sucata de obsolescência, que se origina da coleta de produtos em desuso, como veículos velhos, embalagens, entre outros. O Grupo Gerdau, por exemplo, teve 67% de sua produção de aço em 2007 a partir de sucata (CAMARINI, 2008).

O índice de reciclagem resulta da combinação de alguns fatores, como por exemplo: a disponibilidade de sucata, seu custo e capacidades de produção de aço em cada tipo de rota tecnológica. Conforme comentado, processos elétricos possibilitam um maior uso de sucata. No Brasil a produção de aço através de aciarias elétricas tem crescido de forma mais acelerada do que a produção em aciarias a oxigênio, embora esta última rota ainda seja preponderante na produção total. Entre 2002 e 2007, estas aciarias elétricas aumentaram sua produção em 4,7% ao ano (ou 25,9% no período), contra somente 1,6% ao ano (ou 8,3% no período) das aciarias a oxigênio, resultando em 2007 em 76% de aço produzido via aciarias a oxigênio (ou 25,7 milhões t) e em 24% em aciarias elétricas (8,1 milhões t) (MME, 2008b). Se mantida essa tendência atual, a participação das aciarias elétricas pode atingir algo em torno de 30 a 32% por volta de 2030, o que implicaria num emprego de sucata da ordem de 33 a 35%. Embora o aumento do emprego de sucata não seja trivial, pelos motivos apresentados, os valores

indicados parecem factíveis, visto que na Europa chega a atingir 40% e nos EUA 51%, segundo o MME (2008c).

A estimativa da redução de consumo de energia fóssil partiu então do consumo específico térmico otimizado de 12 GJ/t aço no processo via aciaria a oxigênio (valor que inclui coqueria, sinterização e redução em alto-forno) (ABM, 2008), e que seria a quantidade de energia a ser suprimida pela produção adicional de aço através de processos elétricos. Este montante multiplicado pela quantidade de sucata adicional a ser empregada (originária do ganho de 4% da diferença entre 33% e 29% de sucata), resulta numa economia de energia fóssil de 16.162 TJ em 2007 ou cerca de 386.290 tep, no potencial ajustado (2,3% do consumo do setor). As quantidades poupadas de energia estão assinaladas na Tabela 58.

Tabela 58 - Base de cálculo do potencial bruto e ajustado de energia poupada pela reciclagem de sucata de aço no setor siderúrgico

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (1.000 tep)	Potencial Bruto	Potencial Ajustado		
		Economia pela Reciclagem/ Sucata de Aço (1.000 tep)	Economia pela Eficiência Energética (1.000 tep)	Economia pela Reciclagem (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência Energética + Reciclagem (1.000 tep)
Gás Natural	1.171,00	34,26	411,02	26,93	733,05
Carvão Vapor	6,00	0,18	2,11	0,14	3,76
Carvão Metalúrgico	2.558,00	74,83	897,86	58,83	1.601,31
Óleo Combustível	129,00	3,77	45,28	2,97	80,75
GLP	69,15	2,02	24,27	1,59	43,29
Querosene	1,00	0,03	0,35	0,02	0,63
Gás	1.083,00	31,68	380,13	24,91	677,96
Coque Carvão Mineral	6.339,00	185,44	2.224,99	145,80	3.968,21
Carvão Vegetal	4.775,00	139,69	1.676,03	109,83	2.989,15
Outras F. Sec. Petróleo	584,32	17,09	205,10	13,44	365,78
Alcatrão	79,68	2,33	27,97	1,83	49,88
Total	16.795,15	491,32	5.895,10	386,29	10.513,76

Obs.: no potencial bruto partiu-se no valor de consumo específico de 16 GJ/t de aço.

Fonte: Elaboração própria.

6.2.2.3 Alumínio / alumina - uso de sucata (resultados computados no segmento de metais não-ferrosos)

A energia economizada pela reciclagem de alumínio é basicamente de energia elétrica, cuja emissão de CO₂ no caso do Brasil poderia ser considerada neutra, dada a participação majoritária da geração hidrelétrica. Assim, ao se estimar a redução de CO₂ na reciclagem do alumínio, o cômputo se ateve sobre a quantidade de combustíveis

fósseis, empregados para fins térmicos, embutidos na produção de alumina, e que poderiam ser parcialmente reduzida pelo alumínio reciclado, somada ainda a uma pequena parcela usada no próprio processo de redução.

A estimativa da redução de consumo de combustíveis fósseis no setor de alumínio está baseada num aumento da taxa de reciclagem em 10 pontos percentuais, ou seja, promovendo o crescimento da taxa atual de reciclagem de 36,7% para 46,7% ⁴². Além disso, foram consideradas as seguintes premissas, dadas pela ABAL (2008) e pelo Anuário Estatístico do Setor Metalúrgico (MME, 2007a):

- Na produção de 1 t de alumínio emprega-se 1,919 t de alumina.
- Consumo de óleo combustível na produção de alumina: 0,239 tep/t de alumina
- Consumo de óleo combustível na fusão de alumínio metálico: 0,043 tep/t de alumínio

A Tabela 59 indica os dados para os cálculos efetuados.

Tabela 59 - Base de cálculo dos potenciais bruto e ajustado de economia de energia por reciclagem - Setor Alumínio / Alumina (base 2007)

Produção de alumínio (mil t)	Equivalente de alumínio p/ taxa de 10% de reciclagem (mil t)	Quantidade de alumina poupada (mil t)	Consumo de O.C. evitado na produção de alumina (tep)	Consumo de O.C. evitado na produção de alumínio (tep)	Consumo total de O.C. evitado (tep)
Potencial Bruto					
1.654,8	165,5	317,6	75,91	7,12	83,0
Potencial Ajustado					
1.654,8	165,5	317,6	72,11	6,76	78,87

Obs.: No potencial ajustado aplicou-se o potencial identificado de economia de energia de 5% sobre os índices de consumo de óleo combustível.

Fonte: Elaboração própria.

6.2.2.4 Cerâmica - redução de perdas no processo e economia de materiais

As perdas de materiais no setor cerâmico se dão em todas as etapas do processo de fabricação (INT, 2005a). É comum encontrar peças em geral, principalmente no sub-setor de cerâmica vermelha, com trincas ou mal queimadas, devido a deficiências nos

⁴² O nível de recuperação de sucata de alumínio com relação ao consumo doméstico no Brasil encontra-se em 36,7%, valor acima da média mundial de 29,3% (MME, 2008c). Mas alguns países superam esta média, como: Áustria (59,6%), Reino Unido (51,6%), África do Sul (49,5%) e Itália (37,7%) (ABAL, 2008). Portanto, assumiu-se que 10 p.p. de aumento da taxa no Brasil no horizonte de tempo deste estudo (20 anos) seria perfeitamente factível.

processos de secagem e de queima. As perdas de produção em algumas empresas podem atingir até 15%, segundo estudos do INT (2005a). Como média no setor brasileiro, uma perda de 8% da produção, onde pelo menos 50% afeta o consumo de combustíveis, constitui uma boa estimativa. No caso da cerâmica branca, o nível de perdas médio é bastante baixo, situando-se em torno de 1% (SCHWOB, 2007). Os cálculos dos potenciais bruto e ajustado estão apresentados na Tabela 60.

Tabela 60 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pela economia de materiais no setor cerâmico

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (1.000 tep)	Potencial Bruto Economia de Materiais		Potencial Ajustado		
		(%)	(1.000tep)	Economia pela Eficiência Energética (1.000 tep)	Economia de Materiais (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência Energética + economia materiais (1.000 tep)
Gás Natural	956	1	9,56	327,91	8,28	619,81
Carvão Vapor	44	1	0,44	15,09	0,38	28,53
Lenha	1.885,00	4	75,4	646,56	46,3	1.192,15
Outras Fontes Primárias	35	4	1,4	12,01	0,86	22,14
Óleo Diesel	1,05	0	0	0,36		0,69
Óleo Combustível	322	1	3,22	110,45	2,79	208,76
GLP	165,5	1	1,66	56,77	1,43	107,30
Outras F. Sec. Petróleo	98	4	3,92	33,61	2,41	61,98
Total	3.506,55		95,60	1.202,75	62,45	2.241,36

Fonte: Elaboração própria.

6.2.2.5 Vidro - aumento do emprego de cacos

Conforme visto anteriormente, a cada 10% de uso de vidro reciclado pode-se obter 3% de economia de combustíveis no setor vidreiro (MME, 2007b, MARTIN *et al.*, 2000). No Brasil, o índice de reciclagem global de vidro é de 20%, sendo que para embalagens atinge 47%, segundo a ABIVIDRO (2008). Este valor é superior ao índice norte-americano para embalagens, que é de 40%, mas é bem inferior a valores encontrados na Europa, em particular na Alemanha, Bélgica, França e Suécia, onde a taxa de reciclagem para embalagens de vidro situa-se acima de 90% (MME, 2007b).

A partir da produção total de vidro no país de cerca de 2,9 milhões de toneladas em 2007 (ABIVIDRO, 2008), e considerando que 44% desta seja referente a embalagens, supôs-se que 80% desse montante pudesse ser reciclado (a médio prazo). Com isso, 1,02 milhões toneladas de vidro passariam a ser recicladas, resultando em um índice de 35% de reciclagem no setor como um todo. Assim, haveria um ganho

exatamente de 15% sobre o padrão atual de reciclagem (35% menos 20%), equivalente a cerca de 5% de economia de energia térmica nos fornos de fusão.

Para fins de cômputo da economia existente (Tabela 61), considerou-se o quadro de consumo de energéticos do setor e o consumo específico de energia térmica médio de 10 GJ/t.⁴³

Tabela 61 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pela reciclagem de vidro

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (1.000 tep)	Potencial Bruto Economia pela Reciclagem/ vidro (1.000 tep)	Potencial Ajustado		
			Economia pela Eficiência Energética (1.000 tep)	Economia pela Reciclagem (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência Energética + Reciclagem (1.000 tep)
Gás Natural	554,1	27,71	88,656	23,27	442,13
Óleo Combustível	138,5	6,93	22,1632	5,82	110,58
Total	692,60	34,64	110,819	29,09	552,71

Obs.: a economia por conservação de energia é de 16% (baseado no cálculo pelas “melhores práticas”).

Fonte: Elaboração própria.

6.2.2.6 Papel - aumento do uso de aparas de papel usado

No Brasil, o índice de uso de papel reciclado é de 45%, segundo a BRACELPA (2008), enquanto em vários outros países desenvolvidos esse valor ultrapassa 60% (Alemanha, Japão e Reino Unido), e vai até 80%, como na Espanha e Coréia do Sul. Curiosamente países com farta oferta de celulose (Canadá e Finlândia, por exemplo) têm índices de reciclagem extremamente baixos (IEA, 2007), possivelmente pelo baixo preço da matéria-prima contra um custo superior de coleta e reciclagem de papéis.

A economia de energia térmica estimada no setor de papel e celulose está ligada a quantidade de polpa economizada ou substituída pelo papel reciclado. Como geralmente as plantas de celulose empregam majoritariamente lixívia negra em seus processos, subproduto combustível renovável disponível nos processos, os cálculos das emissões de CO₂ consideraram somente as economias possíveis dos combustíveis fósseis usados de forma minoritária na fabricação de polpa, basicamente o óleo combustível e o gás natural. Estes poderiam ter seus usos diminuídos proporcionalmente à redução da produção de polpa, favorecida pelo aumento da reciclagem de papéis. O valor equivalente médio encontrado para estes combustíveis fósseis, de acordo com

⁴³ Valor coletado junto a alguns fabricantes no eixo Rio de Janeiro - São Paulo.

levantamento de dados fornecidos pela EPE, é de 7 GJ/t de celulose. Se admitido um aumento de papel reciclado em 10%, equivalente a cerca de 900 mil t de celulose, resultaria num valor poupado de 6.300 TJ (150.466 tep), com base em 2007.

Para o cômputo do potencial ajustado, abateu-se a conservação de energia, estimada anteriormente em 18,4%, resultando em 5,7 GJ/t de celulose advindos de combustíveis fósseis. Assim, o valor poupado pela reciclagem (10%) seria de 5.141 TJ ou 122.780 tep de fósseis (vide Tabela 62).

Tabela 62 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado de energia poupada pela reciclagem de papel

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (1.000 tep)	Potencial Bruto Economia pela Reciclagem/ papel (1.000 tep)	Potencial Ajustado		
			Economia pela Eficiência Energética (1.000 tep)	Economia pela Reciclagem (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência Energética + Reciclagem (1.000 tep)
Gás Natural	565,00	75,23	103,96	61,39	399,65
Carvão Vapor	85,00		15,64		69,36
Lenha	1.314,00		241,78		1.072,22
Produtos da Cana	36,00		6,62		29,38
Outras Fontes Primárias	4.513,00		830,39		3.682,61
Óleo Diesel	46,00		8,46		37,54
Óleo Combustível	453,86	75,23	83,51	61,39	308,96
GLP	24,70		4,54		20,16
Total	7.037,56	150,47	1.294,91	122,78	5.619,87

Fonte: Elaboração própria

6.2.3 Substituição inter-energéticos

A substituição inter-energéticos contempla a ampliação do uso do gás natural deslocando o óleo combustível, carvão mineral e coque de petróleo empregados nos diversos sub-setores analisados neste estudo.

Para o dimensionamento do mercado potencial de gás natural ainda remanescente, procedeu-se inicialmente um apanhado das redes de distribuição estabelecidas no Brasil (vide Figura 50) e procedeu-se uma avaliação preliminar de alguns planos de expansão das principais empresas de distribuição de gás natural (inclusive o fornecimento de GNL). De fato, há regiões no Brasil ainda com razoável concentração de indústrias, mas que não estão atendidas por tais redes de gás, dadas a restrições de investimentos, baixa economicidade dos empreendimentos (por dispersão, baixo volume etc) ou ainda em virtude da limitação pelo lado da oferta de gás natural que ocorreu entre 2006 e 2008.

O gás natural abastece a maioria dos estados brasileiros com parques industriais mais significativos, tendo alcançado um consumo neste segmento de 7,7 milhões de tep ou o equivalente a 24,1 milhões de m³ de gás/dia em 2007 (BRASIL, 2008a).



Fonte: BRASIL (2007e).

Em azul: gasoduto Bolívia-Brasil; em vermelho: em operação; em verde: em construção; em laranja: projetado; em amarelo: em estudo.

Figura 50 - Gasodutos de transporte de gás natural no Brasil

Para os valores a serem substituídos de óleo combustível, coque de petróleo e carvão mineral, mostrados nas Tabelas 63 e 64, respectivamente para o potencial bruto e o ajustado, algumas premissas foram adotadas, a saber:

a) Todo o óleo combustível nos setores seria substituído por gás, à exceção do setor de alimentos, onde a troca seria de somente 90%, devido à grande dispersão das empresas.

b) O coque de petróleo (outras fontes secundárias do petróleo) também seria integralmente trocado por gás natural nos setores indicados nas Tabelas 63 e 64, à exceção do setor de mineração/pelotização, cuja substituição seria de 50% apenas, devido ao menor custo do combustível original (coque) e pelo alto investimento necessário para a conversão dos fornos.

c) O caso do carvão mineral naqueles setores seu uso é marginal, haveria uma substituição de 100%, conforme Tabela 63 e 64.

O cálculo do potencial bruto (Tabela 63) indica que poderiam ser substituídos 7,678 milhões de tep, com base em 2007, equivalentes a 8,713 bilhões de m³ de gás natural neste ano (23,9 milhões m³/dia). No cômputo do potencial ajustado, a substituição atingiria cerca de 6,221 milhões de tep, valor que resulta num volume de 7,069 bilhões de m³ (19,4 milhões m³/dia). A substituição por gás natural se daria até 2030, cumprindo um período de vida útil de 20 anos.⁴⁴

Tabela 63 - Base de cálculo do potencial bruto da quantidade a ser substituída de combustíveis fósseis de alta emissão por gás natural – Base 2007

Setores Industriais	Quantidades a serem substituídas (1.000 tep)						Substituição Equivalente em GN (1.000 m ³)					
	Óleo Comb.	Carvão Vapor	Carvão Metal.	Coque Carvão Min.	Outros sec. de petr.	Total	Óleo Comb.	Carvão Vapor	Carvão Metal.	Coque Carvão min.	Outros sec. de petr.	Total
Alimentos e Bebidas	390,0	42,0			67,1	499,1	443.181,8	47.727,3	0,0	0,0	76.193,2	567.102,3
Cimento	69,0	0,0			0,0	69,0	78.409,1	0,0	0,0	0,0	0,0	78.409,1
Ferro Gusa e Aço	129,0	0,0			0,0	129,0	146.590,9	0,0	0,0	0,0	0,0	146.590,9
Não Ferrosos	825,3	0,0			0,0	825,3	937.840,9	0,0	0,0	0,0	0,0	937.840,9
Papel e Celulose	408,5	85,0			0,0	493,5	464.204,5	96.590,9	0,0	0,0	0,0	560.795,5
Cerâmica	225,4	44,0			98,0	367,4	256.136,4	50.000,0	0,0	0,0	111.363,6	417.500,0
Ferro Ligas	48,3	0,0			0,0	48,3	54.886,4	0,0	0,0	0,0	0,0	54.886,4
Min. e Pelotização	709		510,0	66,9	171,0	1.456,9	805.681,8	0,0	579.518,2	76.017,0	194.318,2	1.655.535,2
Outros Setores	174,3	53,6	68,0	2,6	434,0	732,4	198.068,2	60.852,3	77.272,7	2.897,7	493.181,8	832.272,7
Química	589,5	47,5			2.301,00	2.938,0	669.886,4	53.931,8	0,0	0,0	2.614.772,7	3.338.590,9
Têxtil	109					109,0	123.863,6	0,0	0,0	0,0	0,0	123.863,6
Total	3.677,3	272,0	578,0	69,4	3.071,1	7.667,8	4.178.750,0	309.102,3	656.790,9	78.914,8	3.489.829,5	8.713.387,5

Fonte: Elaboração própria.

⁴⁴ Cabe mencionar que esse aumento do uso do gás natural no setor industrial poderia favorecer que o óleo combustível e outros energéticos fósseis fossem transferidos para outros segmentos, por exemplo, para o setor elétrico, resultando na manutenção de emissões globais no Brasil.

Tabela 64 - Base de cálculo do potencial ajustado da quantidade a ser substituída de combustíveis fósseis de alta emissão por gás natural – Base 2007

Setores Industriais	Quantidades a serem substituídas (1.000 tep)						Substituição Equivalente em GN (1.000 m³)					
	Óleo Comb.	Carvão Vapor	Carvão Metal.	Coque de Carvão mineral	Outros sec. de petr.	Total	Óleo Comb.	Carvão Vapor	Carvão Metal.	Coque de Carvão mineral	Outros sec. de petr.	Total
Alimentos / Bebidas	348,6	37,5			67,1	453,2	396.158,1	42.668,2	0,0	0,0	76.193,2	515.019,4
Cimento	51,0	0,0			0,0	51,0	57.954,5	0,0	0,0	0,0	0,0	57.954,5
Ferro Gusa / Aço	80,8	0,0			0,0	80,8	91.761,4	0,0	0,0	0,0	0,0	91.761,4
Não-Ferrosos	704,9	0,0			0,0	704,9	800.988,6	0,0	0,0	0,0	0,0	800.988,6
Papel e Celulose	278,1	69,4			0,0	347,4	315.977,3	78.818,2	0,0	0,0	0,0	394.795,5
Cerâmica	146,1	28,5			62,0	236,6	166.056,8	32.420,5	0,0	0,0	70.431,8	268.909,1
Ferro-Ligas	48,3	0,0			0,0	48,3	54.886,4	0,0	0,0	0,0	0,0	54.886,4
Mineração / Pelotização	558,0		510,0	66,9	134,6	1.269,4	634.068,2	0,0	579.518,2	76.017,0	152.928,4	1.442.531,8
Outros Setores	148,2	53,6	68,0	2,6	368,9	641,2	168.358,0	60.852,3	77.272,7	2.897,7	419.204,5	728.585,2
Química	458,6	47,5			1.790,2	2.296,3	521.170,5	53.931,8	0,0	0,0	2.034.295,5	2.609.397,7
Têxtil	91,6					91,6	104.045,5	0,0	0,0	0,0	0,0	104.045,5
Total	2.914,1	236,4	578,0	69,4	2.422,7	6.220,6	3.311.425,1	268.690,9	656.790,9	78.914,8	2.753.053,4	7.068.875,1

Fonte: Elaboração própria.

6.2.4 Substituição por fontes renováveis

6.2.4.1 Biomassa - lenha e carvão vegetal

A ampliação do uso do carvão vegetal e da lenha renováveis em substituição aos combustíveis fósseis foi quantificada somente para os setores de siderurgia, papel e celulose, e alimentos e bebidas, dado o uso já tradicional destas biomassas nestes segmentos.

Nas projeções para o ano de 2030, as parcelas de biomassas não-renováveis, provenientes atualmente de desmatamentos, foram mantidas, aplicando-se um crescimento proporcional ao aumento da produção dos setores. Ou seja, nesta medida, as quantidades de biomassas não-renováveis ainda permaneceriam, somando-se a parcela de biomassas renováveis que passariam a substituir as fontes fósseis. A medida sobre a “Eliminação do Emprego de Biomassas Não-Renováveis” é tratada no Capítulo 6.2.5 adiante.

i) Carvão vegetal na siderurgia

No setor de ferro e aço, o carvão vegetal respondeu pela produção de cerca de 11,1 milhões de ferro-gusa em 2006, equivalente a 34% da produção total (SINDIFER apud AMS, 2008), mostrando também uma tendência de aumento ao longo dos últimos anos

(vide Tabela 65). Desta produção, somente cerca de 15% se dá através de processos integrados de produção de aço (vide Tabela 66). Produtores independentes de ferro-gusa dominam amplamente a produção⁴⁵.

Tabela 65 – Produção histórica de ferro-gusa através dos processos via coque de carvão mineral e via carvão vegetal

Ano	Siderurgia com Coque (tonelada)	Siderurgia Com Carvão Vegetal (tonelada)	Produção Total (tonelada)	Proporção Coque / Total (%)	Proporção CV / Total (%)
1994	17.057.316	7.902.000	24.959.316	68,34	31,66
1995	17.849.340	7.115.000	24.964.340	71,50	28,50
1996	17.951.149	6.027.000	23.978.149	74,86	25,14
1997	18.832.000	6.180.820	25.012.820	75,29	24,71
1998	18.683.000	6.428.000	25.111.000	74,40	25,60
1999	17.738.793	6.809.787	24.548.580	72,26	27,74
2000	20.323.476	7.399.159	27.722.635	73,31	26,69
2001	19.577.677	7.813.278	27.390.955	71,47	28,53
2002	21.595.610	8.054.074	29.649.684	72,84	27,16
2003	22.564.026	9.450.617	32.014.643	70,48	29,52
2004	23.225.888	11.534.777	34.760.665	66,82	33,18
2005	22.460.688	11.423.114	33.883.802	66,29	33,71
2006	21.275.851	11.175.691	32.451.542	65,56	34,44

Fonte: Elaboração a partir de SINDIFER (apud AMS, 2008).

Tabela 66 - Produções e participações de usinas integradas e de produtores independentes na produção de ferro-gusa via carvão vegetal

Ano	Siderurgia a carvão vegetal (em tonelada)			Razão produção CV integrada/Total Carvão Vegetal	Razão CV indep. / Total de Carvão Vegetal
	Usinas integradas	Produtores independentes	Total		
1994	2.455.161	5.446.839	7.902.000	31,07	68,93
1995	1.969.405	5.145.595	7.115.000	27,68	72,32
1996	1.667.612	4.359.388	6.027.000	27,67	72,33
1997	1.418.250	4.762.570	6.180.820	22,95	77,05
1998	1.467.895	4.960.105	6.428.000	22,84	77,16
1999	1.408.374	5.401.413	6.809.787	20,68	79,32
2000	1.253.782	6.145.377	7.399.159	16,94	83,06
2001	1.303.045	6.510.233	7.813.278	16,68	83,32
2002	1.294.184	6.759.890	8.054.074	16,07	83,93
2003	1.346.753	8.103.864	9.450.617	14,25	85,75
2004	1.449.705	10.085.072	11.534.777	12,57	87,43
2005	1.649.889	9.773.225	11.423.114	14,44	85,56
2006	1.709.072	9.466.619	11.175.691	15,29	84,71

Fonte: Elaboração a partir de SINDIFER (apud AMS, 2008).

⁴⁵ Estes produtores fazem uso de pouco mais de 150 pequenos alto-fornos, cujas capacidades variam de 18.000 a 180.000 t/ano de ferro-gusa. As usinas integradas a carvão vegetal podem ter fornos maiores, na faixa de 250.000 a 500.000 t/ano, mas mesmo assim muito menores que os alto-fornos de usinas integradas a coque mineral, que alcançam mais de 1,7 milhões de t de ferro-gusa (na média). Na Índia está em operação o maior forno do mundo, com capacidade de 2,8 milhões t (SIEMENS, 2009).

Outro diferencial importante a ser ressaltado é o consumo de energia no processo através do carvão vegetal que é um pouco superior. Enquanto no processo através do coque mineral, o consumo específico gira em torno de 15,5 GJ/t de ferro-gusa, a fabricação com o carvão vegetal em produtores independentes é de cerca de 16,2 GJ/t de ferro-gusa (IEA, 2007).

Para um cenário de baixo carbono, com base na evolução recente e na expectativa do setor, segundo a PLANTAR (2009), e ainda diante de restrições ambientais mais rigorosas quanto ao uso de energéticos fósseis no país num horizonte não muito distante (BRASIL, 2008b), projetou-se que a relação de carvão vegetal na produção de ferro-gusa possa passar dos atuais 34% para 46% em 2030, assumindo que todo esse carvão novo e adicional (12%) seja originário de florestas plantadas. Como resultado, em 2030, haveria uma produção total a partir carvão vegetal de cerca de 36,8 milhões de toneladas de ferro-gusa (46% de uma produção total estimada em 80 milhões de toneladas), onde aproximadamente 17,8 milhões de toneladas de ferro-gusa seriam produzidas a partir de carvão vegetal renovável (48,4% de todo o carvão vegetal a ser empregado em 2030). A diferença de 51,6% continuaria sendo proveniente de carvão vegetal de desmatamento.

A quantificação do uso do carvão vegetal no setor siderúrgico, portanto, precisou seguir um roteiro distinto do método anterior. Além de projetar as novas quantidades de carvão vegetal atendendo a proporção mencionada na produção de ferro-gusa em 2030, foi necessário obedecer os prazos de 7 anos para plantios e cortes de árvores (SBS, 2008). Dessa forma, o início do plantio de árvores se daria em 2010, e cortes e consumo somente a partir de 2017.

Adotou-se também para o cenário de baixo carbono a manutenção da parcela de carvão vegetal não-renovável, forçando seu crescimento bom base nas taxas de crescimento da produção do setor, ou seja, 3,7% ao ano até 2030, conforme explicado anteriormente. Dessa forma, a partir de 2017, a parcela de carvão vegetal antigo (não-renovável) seria somada à parcela de carvão novo (renovável), até atingir a proporção de 46% em 2030 ⁴⁶. A base para a construção deste cenário partiu dos dados de 2007, conforme mostrado na Tabela 67. Na Tabela 68 é mostrado, a título de exemplo, o crescimento ano a ano para o carvão vegetal novo para o potencial ajustado.

⁴⁶ A partir de 2017, o crescimento do consumo do carvão mineral e metalúrgico crescerá somente 1,0% a.a., enquanto o carvão vegetal 2,7% a.a..

A simulação das quantidades a serem produzidas de madeira e de carvão vegetal precisou ainda de outras premissas, conforme a seguir:

- Produtividade florestal: 35 m³ de madeira/hectare/ano, com base em SBS (2008) e HOMMA *et al.* (2006).

- Consumo de carvão vegetal: 725 kg/t gusa (2,9 m³/t gusa) (FERREIRA (2000a)).

Tabela 67 - Base de cálculo do potencial do potencial bruto e potencial ajustado para a substituição de coque mineral e carvão metalúrgico por carvão vegetal (base 2007)

Formas de Energia	Base para Cálculo do Potencial Bruto / Consumo Total (1.000 tep)	Base para o Potencial Ajustado	
		Economia pela Eficiência Energética + reciclagem (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência Energética + Reciclagem (1.000 tep)
Carvão metalúrgico	2.558,00	956,69	1.601,31
Coque mineral	6.339,00	2.370,79	3.968,21
Carvão vegetal	4.775,00	1.785,85	2.989,15

Obs.: a partir destes dados foram projetados os consumos até 2030 e os montantes a serem substituídos por carvão vegetal a partir de 2017, quando as quantidades novas plantadas seriam disponibilizadas.

Tabela 68 - Projeção da evolução do consumo de energéticos para a substituição parcial de fontes fósseis por carvão vegetal renovável na siderurgia - potencial ajustado (valores em 1.000 tep)

Ano	Carvão Vegetal Antigo (70% não-renovável)	Coque Mineral	Carvão Metalúrgico	Consumo total	Carvão Vegetal Novo	CV/Carvão total (cenário de referência)	CV/carvão total (cenário de baixo carbono)
2008	3.099,7	4.115,0	1.660,6	8.875,3		0,35	0,35
2009	3.214,4	4.267,3	1.722,0	9.203,7		0,35	0,35
2010	3.333,4	4.425,2	1.785,7	9.544,3		0,35	0,35
2011	3.456,7	4.588,9	1.851,8	9.897,4		0,35	0,35
2012	3.584,6	4.758,7	1.920,3	10.263,6		0,35	0,35
2013	3.717,2	4.934,8	1.991,3	10.643,4		0,35	0,35
2014	3.854,8	5.117,4	2.065,0	11.037,2		0,35	0,35
2015	3.997,4	5.306,7	2.141,4	11.445,5		0,35	0,35
2016	4.145,3	5.503,1	2.220,7	11.869,0		0,35	0,35
2017	4.298,7	5.706,7	2.302,8	12.308,2	85,4	0,35	0,36
2018	4.457,7	5.917,8	2.388,0	12.763,6	178,9	0,35	0,36
2019	4.622,7	6.136,8	2.476,4	13.235,8	281,0	0,35	0,37
2020	4.793,7	6.363,8	2.568,0	13.725,6	392,5	0,35	0,38
2021	4.971,1	6.599,3	2.663,0	14.233,4	513,8	0,35	0,39
2022	5.155,0	6.843,5	2.761,6	14.760,0	645,9	0,35	0,39
2023	5.345,7	7.096,7	2.863,7	15.306,2	789,3	0,35	0,40
2024	5.543,5	7.359,3	2.969,7	15.872,5	944,9	0,35	0,41
2025	5.748,6	7.631,5	3.079,6	16.459,8	1.113,5	0,35	0,42
2026	5.961,3	7.913,9	3.193,5	17.068,8	1.296,1	0,35	0,43
2027	6.181,9	8.206,7	3.311,7	17.700,3	1.493,6	0,35	0,43
2028	6.410,6	8.510,4	3.434,2	18.355,2	1.707,0	0,35	0,44
2029	6.647,8	8.825,3	3.561,3	19.034,4	1.937,4	0,35	0,45
2030	6.893,8	9.151,8	3.693,1	19.738,7	2.186,0	0,35	0,46

Fonte: Elaboração própria.

ii) Lenha e resíduos no setor de alimentos e bebidas, e de papel e celulose

Conforme mostrado no Capítulo 5, nos segmentos de alimentos/bebidas e de papel/celulose, já existe um uso intenso de biomassas renováveis, vindas de florestas plantadas, no caso da produção de celulose, e a partir de resíduos variados no setor de alimentos. Entretanto, ainda há uma pequena parcela de combustíveis fósseis, que poderia ser suprimida pelo aumento da oferta de tais biomassas renováveis.

O cálculo que segue, portanto, prevê um maior uso de lenha e de resíduos de biomassa nestes setores, substituindo o óleo combustível, o carvão vapor e outras fontes secundárias do petróleo (coque de petróleo). O roteiro metodológico para cálculo assemelha-se ao do bloco anterior, conforme Tabelas de 69 a 72. Projeta-se a entrada de biomassa a partir de 2017, evoluindo até 2030 até eliminar os combustíveis fósseis citados. O emprego do gás natural foi mantido.

Tabela 69 - Base de cálculo do potencial bruto e potencial ajustado para a substituição de combustíveis fósseis no setor de alimentos e bebidas (base 2007)

Formas de Energia	Base para cálculo Potencial Bruto / Consumo Total (1.000 tep)	Base para cálculo Potencial Ajustado	
		Redução de consumo por eficiência energética + reciclagem + GN (1.000 tep)	Novo Consumo (1.000 tep)
Gás Natural	553,00	-394,60	947,60
Carvão Vapor	42,00	42,00	0,00
Lenha	1.904,00	201,82	1.702,18
Produtos da Cana	15.925,00	1.688,05	14.236,95
Óleo Diesel	1,69	0,18	1,51
Óleo Combustível	433,28	394,55	38,74
Gasolina	0,00	0,00	0,00
GLP	30,51	3,23	27,28
Outras F. Sec. Petróleo	75,00	75,00	0,00
Total	18.964,48	2.010,24	16.954,25

Obs.: o sinal trocado na linha para o gás natural na coluna “potencial ajustado” indica que houve um aumento do consumo deste energético pela implantação das medidas anteriores (eficiência energética, reciclagem e gás natural).

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 70 - Projeção da evolução do consumo de óleo combustível e lenha no setor de alimentos e bebidas - potencial ajustado (valores em 1.000 tep)

Ano	Lenha inicial total	Óleo Combustível a ser substituído	Lenha substituta	Nova Lenha total	Novo Óleo Combustível
2008	1.765,16	40,17	0,00	1.765,16	40,17
2009	1.830,47	41,65	0,00	1.830,47	41,65
2010	1.898,19	43,20	0,00	1.898,19	43,20
2011	1.968,43	44,79	0,00	1.968,43	44,79
2012	2.041,26	46,45	0,00	2.041,26	46,45
2013	2.116,79	48,17	0,00	2.116,79	48,17
2014	2.195,11	49,95	0,00	2.195,11	49,95
2015	2.276,33	51,80	0,00	2.276,33	51,80
2016	2.360,55	53,72	0,00	2.360,55	53,72
2017	2.447,89	55,71	55,71	2.503,60	0,00
2018	2.538,46	57,77	57,77	2.596,23	0,00
2019	2.632,39	59,90	59,90	2.692,29	0,00
2020	2.729,78	62,12	62,12	2.791,90	0,00
2021	2.830,79	64,42	64,42	2.895,20	0,00
2022	2.935,53	66,80	66,80	3.002,33	0,00
2023	3.044,14	69,27	69,27	3.113,41	0,00
2024	3.156,77	71,84	71,84	3.228,61	0,00
2025	3.273,57	74,49	74,49	3.348,07	0,00
2026	3.394,70	77,25	77,25	3.471,95	0,00
2027	3.520,30	80,11	80,11	3.600,41	0,00
2028	3.650,55	83,07	83,07	3.733,62	0,00
2029	3.785,62	86,15	86,15	3.871,77	0,00
2030	3.925,69	89,33	89,33	4.015,02	0,00

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 71 - Base de cálculo do potencial para a estimativa do potencial bruto e do potencial ajustado para a substituição de combustíveis fósseis no setor de papel e celulose (base 2007)

Formas de Energia	Base para cálculo Potencial Bruto / Consumo Total (1.000 tep)	Potencial Ajustado	
		Abatimento por medidas de eficiência + reciclagem + GN	Novo Consumo (1.000 tep)
Gás Natural	565,00	(182,07)	747,07
Carvão Vapor	85,00	85,00	-
Carvão Metalúrgico	0,00	-	-
Lenha	1.314,00	241,78	1.072,22
Produtos da Cana	36,00	6,62	29,38
Outras Fontes Primária	4.513,00	830,39	3.682,61
Óleo Diesel	46,00	8,46	37,54
Óleo Combustível	453,86	422,96	30,90
Gasolina	0,00	-	-
GLP	24,70	4,54	20,16
Total	7.037,56	1.417,69	5.619,87

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 72 - Projeção da evolução do consumo de óleo combustível e lenha no setor de papel e celulose - cenário de baixo carbono no potencial ajustado (valores em 1.000 tep)

Ano	Lenha inicial total	Óleo Combustível a ser substituído	Lenha Substituta	Novo Lenha total	Novo Óleo Combustível
2008	1.111,90	32,04	0,00	1.111,90	32,04
2009	1.153,04	33,23	0,00	1.153,04	33,23
2010	1.195,70	34,46	0,00	1.195,70	34,46
2011	1.239,94	35,73	0,00	1.239,94	35,73
2012	1.285,82	37,06	0,00	1.285,82	37,06
2013	1.333,39	38,43	0,00	1.333,39	38,43
2014	1.382,73	39,85	0,00	1.382,73	39,85
2015	1.433,89	41,32	0,00	1.433,89	41,32
2016	1.486,94	42,85	0,00	1.486,94	42,85
2017	1.541,96	44,44	44,44	1.586,40	0,00
2018	1.599,01	46,08	46,08	1.645,10	0,00
2019	1.658,18	47,79	47,79	1.705,96	0,00
2020	1.719,53	49,56	49,56	1.769,08	0,00
2021	1.783,15	51,39	51,39	1.834,54	0,00
2022	1.849,13	53,29	53,29	1.902,42	0,00
2023	1.917,55	55,26	55,26	1.972,81	0,00
2024	1.988,49	57,31	57,31	2.045,80	0,00
2025	2.062,07	59,43	59,43	2.121,50	0,00
2026	2.138,37	61,63	61,63	2.199,99	0,00
2027	2.217,48	63,91	63,91	2.281,39	0,00
2028	2.299,53	66,27	66,27	2.365,80	0,00
2029	2.384,61	68,72	68,72	2.453,34	0,00
2030	2.472,85	71,27	71,27	2.544,11	0,00

Fonte: Elaboração própria.

iii) Consolidação das quantidades de combustíveis fósseis a serem substituídas por biomassas (potenciais bruto e ajustado)

Na Tabela 73 seguir estão apresentadas as quantidades totais de combustíveis fósseis a serem substituídas por carvão vegetal e lenha renováveis para os cálculos do potencial bruto e do potencial ajustado, considerando o período completo de 2010 a 2030. Nota-se que cerca de 88% dos energéticos fósseis a serem substituídos se dariam no setor siderúrgico.

Tabela 73 - Quantidades de combustíveis fósseis a serem substituídos (período 2010-2030) - potencial ajustado

Setor	Energético a ser substituído	Energético substituto	Quantidades a serem substituídas (1.000 tep)	
			Potencial bruto	Potencial ajustado
Siderurgia	Carvão e coque mineral	Carvão vegetal	22.282,09	13.565,33
Alimentos/ Bebidas	Óleo combustível	Lenha	1.546,24	998,24
Papel/ Celulose	Óleo combustível	Lenha	1.238,54	796,35
TOTAL			25.066,87	15.359,92

Fonte: Elaboração própria.

6.2.4.2 Energia solar

O emprego da energia solar térmica foi considerado somente para os segmentos de alimentos e parte do setor de química, dada a existência de processos de baixa temperatura.

Para o estabelecimento do quanto de energia térmica, na forma de combustíveis, é aplicado em tais processos industriais, adotou-se os “coeficientes de destinação” apresentados no Balanço de Energia Útil - BEU 2005 (MME, 2005), que estimam as frações de “calor de processo” para cada segmento industrial. O valor tomado para os setores foi de 50%. Sobre este, foi necessário também aplicar um percentual relativo à parcela de energia fóssil que de fato seria substituída pela energia solar. Neste caso optou-se por um valor conservador, de 15%, que pode se justificar em razão de limitações de áreas, tanto para instalação dos coletores quanto para a armazenagem de água aquecida. As Tabelas 74 e 75 mostram os parâmetros adotados e as bases de cálculo para o ano base de 2007.

Tabela 74 - Parâmetros adotados para o cálculo dos potenciais bruto e ajustado para o emprego de energia solar nos setores de alimentos e bebidas, e químico

	% de aplicação
Calor de processo (%)	50
Aplicação de energia solar (%)	15

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 75 - Dados de base (2007) para o cálculo da redução de energia fóssil pela adoção da energia solar

Setor Alimentos e Bebidas			
Formas de Energia	Consumo inicial total (1.000 tep)	Potencial Bruto (1.000 tep)	Potencial Ajustado (1.000 tep)
Gás Natural	553,0	41,5	49,7
Lenha	1.904,0	0	0
Produtos da Cana	15.925,0	0	0
Óleo Combustível	433,3	32,5	0
GLP	30,5	0	0
Outras F. Sec. Petróleo	75,0	5,6	0
Total	18.920,8	79,6	49,7
Setor Químico			
Formas de Energia	Consumo Inicial Total (1.000 tep)	Potencial Bruto (1.000 tep)	Potencial Ajustado (1.000 tep)
Gás Natural	2.196,8	164,8	300,4
Carvão Vapor	61,0	0	0
Lenha	51,0	0	0
Outras Fontes Primárias	100,0	0	0
Óleo Combustível	655,0	49,1	3,8
GLP	59,0	0	0
Outras F. Sec. Petróleo	2.301,0	172,6	0
Total	5.423,8	386,5	304,2

Obs.: similarmente as medidas de eficiência energética, reciclagem e gás natural, a implementação da energia solar atingiria seu potencial pleno ao final da vida útil dos equipamentos, neste caso em 5 anos, e seguiria cumprindo uma curva crescente até 2030.

Fonte: Elaboração própria.

6.2.5 Eliminação do uso de biomassa não-renovável

Similarmente à proposta formulada para a ampliação do uso de biomassa em substituição aos combustíveis fósseis, a medida de eliminação da biomassa não-renovável teria seus primeiros resultados a partir de 2017, quando as florestas energéticas plantadas em 2010 poderiam ser disponibilizadas.

A quantificação partiu das quantidades de carvão vegetal e de lenha de origem não-renovável a serem substituídas integralmente entre 2017 e 2030 por biomassas renováveis, segundo o crescimento definido para o setor industrial (3,7% a.a.), e obedecendo as premissas estabelecidas no quadro de renovabilidade definidas no Capítulo 7.2 adiante. Por exemplo, se na siderurgia há 70% de carvão vegetal não-renovável, o equivalente em tep deveria ser substituído integralmente a partir de 2017 e,

a partir daí, o consumo seguiria evoluindo até 2030. No cálculo do potencial bruto, as quantidades de lenha e de carvão vegetal são aquelas sem a implementação das medidas anteriores (eficiência, reciclagem etc), enquanto no potencial ajustado, estas medidas anteriores são previamente descontadas (vide Tabela 76).

Tabela 76 - Dados de base para o cálculo do potencial bruto e ajustado para a eliminação de biomassa não-renovável

Ano	Potencial bruto		Potencial ajustado	
	Quantidades de lenha a serem substituídas (tep)	Quantidades de carvão vegetal a serem substituídas (tep)	Quantidades de lenha a serem substituídas (tep)	Quantidades de carvão vegetal a serem substituídas (tep)
2010	0,00	0,00	0,00	0,00
2011	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	0,00	0,00	0,00	0,00
2014	0,00	0,00	0,00	0,00
2015	0,00	0,00	0,00	0,00
2016	0,00	0,00	0,00	0,00
2017	3.665,97	4.577,34	3.608,38	4.458,04
2018	3.760,99	4.747,80	3.699,50	4.523,21
2019	3.857,97	4.926,47	3.792,42	4.587,09
2020	3.956,90	5.113,83	3.887,16	4.649,52
2021	4.082,90	5.357,58	4.008,80	4.757,47
2022	4.212,74	5.614,58	4.134,13	4.867,04
2023	4.346,54	5.885,63	4.263,25	4.978,21
2024	4.484,41	6.171,54	4.396,26	5.090,94
2025	4.626,46	6.473,20	4.533,27	5.205,20
2026	4.772,81	6.791,55	4.674,41	5.320,94
2027	4.923,60	7.127,57	4.819,78	5.438,12
2028	5.078,95	7.482,33	4.969,52	5.556,69
2029	5.238,99	7.856,93	5.123,73	5.676,59
2030	5.403,85	8.206,95	5.282,55	5.797,75

Fonte: Elaboração própria.

Considerando o potencial ajustado, a Tabela 77 apresenta as contribuições individuais de cada um dos setores e por tipo de biomassa de desmatamento. As quantidades de lenha no período de 2010 a 2030 somam 61,193 milhões de tep, que resultam em 226,6 milhões de tCO₂, e as de carvão vegetal 70,907 milhões de tep, equivalentes a 340,4 milhões de tCO₂. O setor de ferro e aço lidera as emissões de desmatamento com 49,1%, seguido do setor de cerâmica com 24,8%.

Tabela 77 - Contribuições específicas dos sub-setores para a eliminação de lenha e/ou carvão vegetal não-renovável – potencial ajustado

Setor	Combustível de desmatamento a ser eliminado	de 2010 a 2030	
		Quantidades equivalentes (em 1.000 tep)	Quantidades evitadas (1.000 t CO ₂)
Alimentos e bebidas	lenha	23.196,01	57.238,75
	CV	0,00	0
Cimento	lenha	0,00	0
	CV	4.083,89	36.588,34
Não-ferrosos	lenha	0,00	0
	CV	103,14	462,03
Ferro-ligas	lenha	1.288,02	3.178,34
	CV	7.151,41	23.930,56
Químico	lenha	110,66	54,61
	CV	32,91	22,03
Cerâmica	lenha	26.598,37	140.581,79
	CV	0,00	0
Mineração e pelot.	lenha	0,00	0
	CV	0,00	0
Têxtil	lenha	224,90	148,583
	CV	0,00	0
Outros	lenha	8.913,39	21.994,78
	CV	232,69	1.557,26
Ferro e Aço	lenha	0,00	0
	CV	59.302,74	277.820,23
Papel e Celulose	lenha	861,81	3.415,44
	CV	0,00	0
Setor completo	lenha	61.193,15	226.612,28
	CV	70.906,79	340.380,45
	Total	132.099,94	566.992,74

Fonte: Elaboração própria.

6.2.6 Cogeração de energia

Conforme mencionado no Capítulo 5, do ponto de vista das emissões de CO₂, no caso do Brasil, a cogeração a partir de combustíveis fósseis não se mostra interessante, devido à produção de energia elétrica do *grid* no país ser preponderantemente de origem renovável (hidráulica) e, portanto, com baixíssima emissão de carbono. Assim, as possibilidades para fins de abatimento de emissões se concentraram no emprego de biomassas residuais de processos industriais (bagaço, lixívia negra e madeira) e no aproveitamento de fluxos de gases combustíveis de alguns segmentos industriais, como o siderúrgico.

A quantificação que se segue, para os setores sucroalcooleiro, papel e celulose, e siderúrgico contempla uma abordagem onde a quantidade de CO₂ a ser evitada se refere aos montantes produzidos de energia elétrica excedente a serem injetados no *grid* do setor elétrico, liberando parcialmente a produção de energia com alguma emissão de carbono. O que se faz é calcular a diferença entre o cenário de referência, que é dado pelo PNE 2030 da EPE (BRASIL, 2007a) com relação à cogeração, e o cenário de baixo carbono mais ousado, aqui desenvolvido.

Diferentemente dos blocos anteriores, o cômputo do potencial bruto e do potencial ajustado de mitigação de emissões de gases se mantém o mesmo nas duas situações, devido basicamente ao fato do cenário de referência adotado do PNE-2030 já incorporar medidas de eficiência energética. Ou seja, não há o que abater previamente, ou melhor, caso fosse considerada a implantação medidas de eficiência energética, em tese a oferta de bagaço de cana seria maior, o que permitiria ampliar a geração elétrica e reduzir ainda mais as emissões do *grid* elétrico. Além disso, toda a base de cálculo não está calcada nos consumos de energia, mas sim nas produções física dos setores considerados. Por exemplo, a produção de energia no segmento sucroalcooleiro está projetada sobre a oferta de bagaço que, por sua vez, se dará em função da evolução da produção de açúcar e álcool.

Os fatores de emissão de CO₂ utilizados são aqueles estimados pela EPE (2009), projetando combinações das fontes de energia na produção de eletricidade no horizonte de tempo entre 2010 e 2030, conforme Tabela 78.

Tabela 78 - Fatores de emissão por períodos

Período	2010-14	2015-19	2020-24	2025-29	2030
Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)	0,094	0,081	0,069	0,074	0,079

Fonte: EPE (2009).

- **Setor Alimentos e Bebidas / Sucroalcooleiro**

O segmento sucroalcooleiro é o que dispõe de mais informações para projetar sua evolução e o potencial de mitigação das emissões por cogeração de energia. O cenário referência baseou-se PNE 2030 (BRASIL, 2007a), após processar algumas atualizações em função das produções ocorridas entre 2005 e 2008. O ponto de partida é a disponibilidade de biomassa (bagaço de cana e palha) que irá influenciar geração de

eletricidade por cogeração. Como praticamente todas as usinas brasileiras são (e deverão continuar a ser) auto-suficientes do ponto de vista elétrico durante o período da safra (WALTER, 2009), as emissões evitadas de gases de efeito estufa correspondem apenas à produção excedente de eletricidade. Considerou-se que não há emissões de gases de efeito estufa associadas à geração de eletricidade a partir da biomassa residual da cana.

As Tabelas de 79 a 82 apresentadas a seguir projetam um cenário de referência até 2030, de acordo com o PNE 2030 (BRASIL, 2007a). Neste cenário são adotadas premissas de crescimento da oferta de biomassa (bagaço de cana, palhas e pontas), praticamente triplicando essa oferta em 2030 com relação a 2005, e também um cenário da participação relativa das tecnologias de geração de energia elétrica até 2030 (Tabela 82). Nesta última, nota-se que aconteceria uma inversão com relação à composição das tecnologias de produção de energia elétrica. Sistemas tradicionais usando turbinas de contrapressão (baixa pressão), preponderantes em 2005, seriam praticamente suprimidos em 2030, em prol de sistemas de condensação e extração modernizados, além da adoção de caldeiras com pressões mais elevadas.

Dessa forma, conjugando-se os dados apresentados nas Tabelas mencionadas, pode-se estimar uma geração de energia elétrica de cerca de 61.400 GWh em 2030, que representa aproximadamente 15 vezes a geração elétrica de 2005 no setor (aumento de 11,6% ao ano). Cerca de 76% da produção total seria excedente, e poderia ser injetada na rede elétrica.

Tabela 79 - Oferta de biomassa no setor sucroalcooleiro - cenário base

(mil tonelada/ano)	2005	2010	2015	2020	2030
Bagaço	58.200	70.000	96.500	114.600	154.100
Palha total	60.400	72.600	100.100	118.900	159.800
Palha recuperada		3.600	9.000	17.700	38.900
Parte destinada a hidrólise		600	7.000	17.700	25.900
Biomassa total disponível	58.200	73.000	98.500	114.600	167.100

Fonte: Elaboração a partir do PNE 2030 (BRASIL, 2007a).

Tabela 80 - Distribuição por tipo de tecnologia de geração elétrica - cenário base

	2005	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (turbinas de contrapressão - CP)	96%	34%	18%	10%	4%
Antigas modernizadas (CP/condensação e extração - CEST)	3%	60%	68%	68%	68%
CEST	0%	7%	14%	20%	23%
BIG-CC (gaseificação e ciclo combinado)				2%	5%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: BRASIL (2007a).

Tabela 81 - Excedente exportável para a rede - cenário base

Tipo de tecnologia	kWh/t biomassa
Usinas antigas (CP)	15
Antigas modernizadas (CP/CEST)	215
CEST	340
BIG-CC	1.050

Fonte: BRASIL (2007a).

Tabela 82 - Geração de energia elétrica por tipo de tecnologia - cenário base

Geração elétrica excedente (GWh/ano)					
	2005	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (CP)	842	368	262	175	92
Antigas modernizadas (CP/CEST)	400	9.387	14.439	16.735	24.490
CEST	69	1.639	4.719	7.762	13.161
BIG-CC	0	0	0	2.407	8.773
Total	1.312	11.394	19.421	27.079	46.516
Geração elétrica total (inclui consumo próprio) (GWh/ano)					
	2005	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (CP)	3.368	1.471	1.048	698	368
Antigas modernizadas (CP/CEST)	520	12.181	18.738	21.717	31.779
CEST	85	2.092	6.785	11.448	18.347
BIG-CC	0	0	0	3.186	10.903
Total	3.972	15.744	26.570	37.049	61.398

Fonte: Elaboração a partir do PNE 2030 (BRASIL, 2007a).

De outro lado, o cenário de baixo carbono considera as duas premissas seguintes: aumento da oferta de biomassa de cana (bagaço, palhas e pontas) ainda mais intenso em função do crescimento acentuado da produção de álcool para atendimento da demanda interna e do mercado internacional, de acordo com LEITE *et al.* (2009) e WALTER *et al.* (2008) e WALTER (2009)⁴⁷, e um mix tecnológico ainda mais eficiente que o projetado no PNE 2030, composto de uma maior participação de sistemas com turbinas

⁴⁷ Segundo as projeções dos autores indicados, no cenário de baixo carbono, a produção de etanol no Brasil em 2030 poderia atingir cerca de 150 milhões m³. De outro lado, no cenário de referência de WALTER (2009), ajustado do PNE 2030, a produção poderia atingir cerca de 80 milhões m³ de etanol naquele ano.

de condensação e extração e a tecnologia de gaseificação do bagaço (*BIG-CC*). Assim, nesse cenário a produção de eletricidade atingiria 174.600 GWh no setor sucroalcooleiro em 2030 (sendo 82% excedente), de acordo com as Tabelas de 83 a 85. Este aumento supera em quase três vezes a geração elétrica prevista no cenário de base.

Tabela 83 - Oferta de biomassa no setor sucroalcooleiro - cenário de baixo carbono

(mil ton/ano)	2005	2010	2015	2020	2030
Bagaço	58.200	70.000	210.496	244.394	279.477
Palha total	60.400	72.600	218.349	253.564	289.815
Palha recuperada		3.600	21.595	56.620	141.099
Parte destinada a hidrólise		600	915	2.914	13.659
Biomassa total disponível	58.200	73.000	231.176	298.100	406.917

Fonte: elaboração a partir de WALTER (2009).

Tabela 84 - Distribuição por tipo de tecnologia de geração elétrica - cenário de baixo carbono

	2005	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (CP)	96%	34%	9%	4%	1%
Antigas modernizadas (CP/CEST)	3%	60%	62%	52%	36%
CEST	0%	7%	29%	43%	55%
BIG-CC			0%	1%	9%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração a partir de WALTER (2009).

Tabela 85 - Geração de energia elétrica por tipo de tecnologia - cenário de baixo carbono

Geração elétrica excedente	2005	2010	2015	2020	2030
(GWh/ano)					
Usinas antigas (CP)	842	368	321	165	67
Antigas modernizadas (CP/CEST)	400	9.387	30.666	33.453	31.193
CEST	69	1.639	22.831	43.770	75.624
BIG-CC	0	0	0	2.914	36.691
Total	1.312	11.394	53.817	80.302	143.575
Geração elétrica total (inclui consumo próprio)					
(GWh/ano)	2005	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (CP)	3.368	1.471	1.284	660	268
Antigas modernizadas (CP/CEST)	520	12.181	39.794	43.411	40.479
CEST	85	2.092	28.066	53.948	93.855
BIG-CC	0	0	0	3.152	39.991
Total	3.972	15.744	69.144	101.170	174.593

Fonte: Elaboração a partir de WALTER (2009).

- **Setor Papel e Celulose**

A capacidade instalada de geração térmica no segmento de papel e celulose em 2006, empregando licor negro, que serviu de base para as estimativas realizadas adiante,

foi de 785 MW, segundo a EPE (BRASIL, 2007a). Em 2009, a potência instalada já alcançava 1.024 MW, conforme dados da ANEEL (2009).

O potencial de cogeração foi calculado somente para as unidades de integradas de produção de celulose, e considerou uma configuração orientada para a obtenção de auto-suficiência térmica por meio da queima de licor negro e resíduos (cascas e cavacos), além de lenha de forma complementar em caldeiras a vapor.

Um grupo de indústrias integradas analisado por VELÁZQUEZ *et al.* (1999), que correspondia a 47% da produção nacional de polpa no final dos anos 90, tinha uma capacidade de geração de cerca de 3.323 GWh/ano de energia excedente. A partir desta base, inferiu-se que, se todo o setor atualmente produtor de celulose, constituído por plantas integradas, fosse capaz de gerar energia por cogeração numa escala máxima, poderiam ser produzidos aproximadamente 8.886 GWh/ano ou o correspondente a uma potência instalada de 1.254 MW, portanto, 469 MW adicionais ao que se tinha em 2006 (valor adotado para fins de cálculos adiante das emissões abatidas). No entanto, chama atenção o potencial de lixívia disponível e que poderia ser utilizado na geração elétrica de lixívia negra produzida. Em 2007, segundo o BEN (BRASIL, 2008a), somente perto de 20% (3,46 milhões t) de toda lixívia disponível foi de fato usada para geração elétrica. Se a quantidade total disponível, 16,03 milhões t, pudesse ser aproveitada, poderiam ser gerados 2.847 MW adicionais.

- **Setor siderúrgico**

Segundo a Efficientia/CEMIG (apud AZEVEDO, 2008), o potencial de cogeração de energia no Estado de Minas Gerais nas chamadas siderúrgicas independentes (produtoras de ferro-gusa basicamente), empregando gás de alto forno, é de 100 MW. O aproveitamento se dá em ciclo Rankine e a partir da recuperação do calor sensível do gás de alto forno. Uma vez que o Estado foi responsável, em 2006, por 56% da produção das usinas independentes brasileiras (SINDIFER apud AMS, 2008), pode-se extrapolar o potencial nacional em 179 MW neste segmento específico.

Já nas siderúrgicas integradas, pode-se tomar como referência a Companhia Siderúrgica Nacional - CSN que, com uma planta de cogeração em ciclo Rankine de 235 MW (BRASIL, 2008a), aproveita 96% da energia dos gases combustíveis gerados (alto-forno, coqueria e aciaria). Tomando como base a produção anual de aço via usinas integradas (cerca de 25 milhões de toneladas em 2006 (MME, 2007a), o potencial de

cogeração das integradas nacionais seria de 1.428 MW. Considerando-se a capacidade instalada atual do setor de 797 MW, poderiam ser adicionados 631 MW neste sub-setor.

No todo, considerando o potencial das empresas independentes (179 MW) mais o potencial das empresas integradas (631 MW), poderiam ser disponibilizados 810 MW à rede elétrica. Este valor foi o empregado para a construção da diferença entre o cenário base e o de baixo carbono a partir de 2007.

6.2.7 Comentários finais

De acordo com os sub-capítulos anteriores, para cada uma das medidas de mitigação, e em cada segmento industrial considerado, está estabelecido um potencial de redução ou de substituição de energéticos com base no ano tomado como referência (2007), ou já está projetado um potencial no tempo até 2030 (no caso do emprego de biomassas em substituição a fontes fósseis, da redução de biomassas não-renováveis e da cogeração). Estes parâmetros serviram de base para a projeção do cenário de baixo carbono até 2030, conforme será discutido no próximo Capítulo 7.

7 CENÁRIOS DE EMISSÕES DE CO₂ PARA 2030

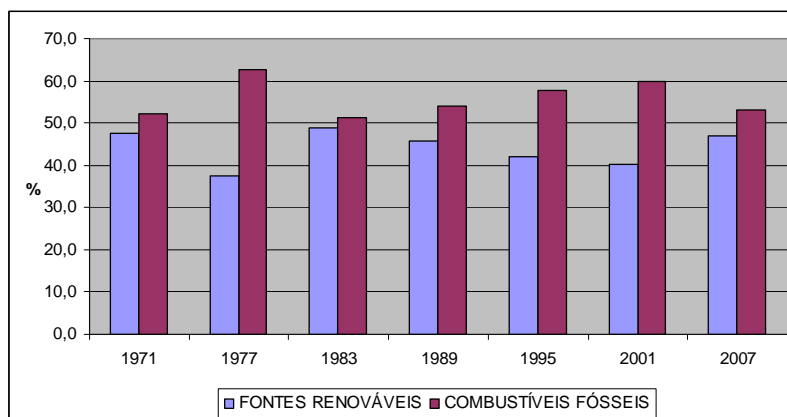
Construir um cenário de baixo carbono no longo prazo implica em definir um cenário de referência, ou seja, aquele onde se considera que sejam mantidas as condições atuais e/ou da evolução recente. Neste sentido, nos sub-itens 7.1 e 7.2 a seguir, antes de se construir os cenários futuros de emissões de CO₂ produzidas pela queima de combustíveis até o ano de 2030, procede-se uma avaliação da evolução recente, que ajuda a compreender melhor o comportamento e as possíveis tendências destas emissões setor a setor.

7.1 Evolução das emissões de CO₂ pelo uso de combustíveis na indústria

Conforme apresentado no Capítulo 2.2.1, de acordo com a Comunicação Nacional Inicial (MCT, 2004) e o novo inventário preliminar das emissões nacionais produzido em 2009 (MCT, 2009a), o setor industrial brasileiro responde pelo segundo maior volume de emissões de CO₂ com relação à queima de combustíveis fósseis, equivalente a cerca de 33% das emissões totais deste gás, advindas do uso de derivados de petróleo, de carvão mineral e de gás natural (com base em 2005), ficando atrás do setor de transporte⁴⁸. As parcelas provenientes do emprego de biomassas de origem nativa (de desmatamentos) não são contabilizadas dentro do segmento industrial, mas sim no grupo “uso da terra e florestas”.

As emissões de CO₂ vêm se modificando bastante ao longo dos anos, acompanhando basicamente as mudanças na matriz de consumo de energia. De acordo com a Tabela 16 da Seção 3.3 e a Figura 51 adiante, percebe-se que a participação dos combustíveis fósseis tem predominado, embora os combustíveis renováveis (biomassas) apresentem participações relativas significativas em alguns momentos. Na década de 80, por exemplo, a alta dos preços do petróleo determinou um maior uso de lenha em vários setores, e, recentemente, em 2007, o consumo de bagaço de cana passou a ter uma participação bastante expressiva, acompanhando o aumento da produção de etanol nos últimos anos.

⁴⁸ Se computadas todas as emissões de CO₂, isto é, inclusive as provenientes do uso e mudanças da terra e florestas, as emissões pelo uso de combustíveis fósseis na indústria equivalem a 7,3%. Caso também somadas as emissões advindas de matérias-primas (cimento, cal etc), o setor industrial manufatureiro teria emissões de 8,9%, segundo o MCT (2009a).



Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2008a).

Figura 51 - Evolução das participações relativas dos combustíveis fósseis e renováveis na matriz de uso de energia da indústria manufatureira (incluindo o setor de refino de petróleo).

ALVIM *et al.* (2007a) procederam o cálculo do inventário detalhado das emissões brasileiras dos diversos gases de efeito estufa emitidos pela queima dos combustíveis fósseis e também dos renováveis (biomassas) para vários setores da economia para o período de 1970 a 2005. O inventário está baseado nos dados do Balanço Energético Nacional e emprega os fatores de emissão adotados pelo MCT (2004), indicados na Tabela 86 a seguir.

Inicialmente, na Tabela 87, estão apresentadas as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis. Estas aumentaram em 6,0% ao ano entre 1970 e 2005, coincidindo com o crescimento do consumo de energia comentado anteriormente. Nota-se que estas emissões vêm crescendo mais nos segmentos de ferro-ligas (12,5% ao ano), de metais não-ferrosos (11,8% a.a.) e de mineração/pelotização (9,7% a.a.). Contudo, em valores absolutos, o setor com maiores emissões é de longe o de ferro e aço, além de deter um amplo predomínio nas emissões no período completo em questão (vide Tabela 88 e Figura 52). Os setores de refino de petróleo e o químico seguem o setor siderúrgico com emissões significativas no período. De outro lado, chamam atenção o setor têxtil, que não experimentou aumento algum de emissões, como também o setor de alimentos e bebidas, cuja crescimento de emissões foi muito pequeno, devido ao já citado uso intenso do bagaço de cana.

Tabela 86 - Fatores de emissão de carbono (conteúdo de carbono) e fatores de oxidação para combustíveis selecionados

Energéticos	Fator Oxidação	Conteúdo de Carbono
	Consumo Energético ou Transformação	tC/TJ
GÁS NATURAL ÚMIDO	0,995	15,9
GÁS NATURAL SECO	0,995	15,3
CARVÃO VAPOR	0,98	25,8
CARVÃO METALÚRGICO IMPORTADO	0,98	25,8
OUTRAS FONTES PRIM. NÃO RENOV.	0,99	20
LENHA	0,87 (0,89 em carvoarias)	28,6
BAGAÇO DE CANA	0,88	
LIXÍVIA	0,99	20
ÓLEO COMBUSTÍVEL	0,99	21,1
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	0,99	17,2
QUEROSENE	0,99	19,6
GÁS DE COQUERIA	0,99	13
COQUE DE CARVÃO MINERAL	0,99	29,5
CARVÃO VEGETAL	0,99	29,9
GÁS DE REFINARIA	0,99	18,2
COQUE DE PETRÓLEO	0,99	27,5
OUTROS ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	0,99	20
OUTRAS SECUNDÁRIAS - ALCATRÃO	0,99	25,8

Fonte: ALVIN e MACEDO (2007a), com base em MCT (2004) e IPCC (1996).

Tabela 87 - Emissões de CO₂ na indústria proveniente da queima de combustíveis fósseis de 1970 a 2005 - valores em mil toneladas de CO₂

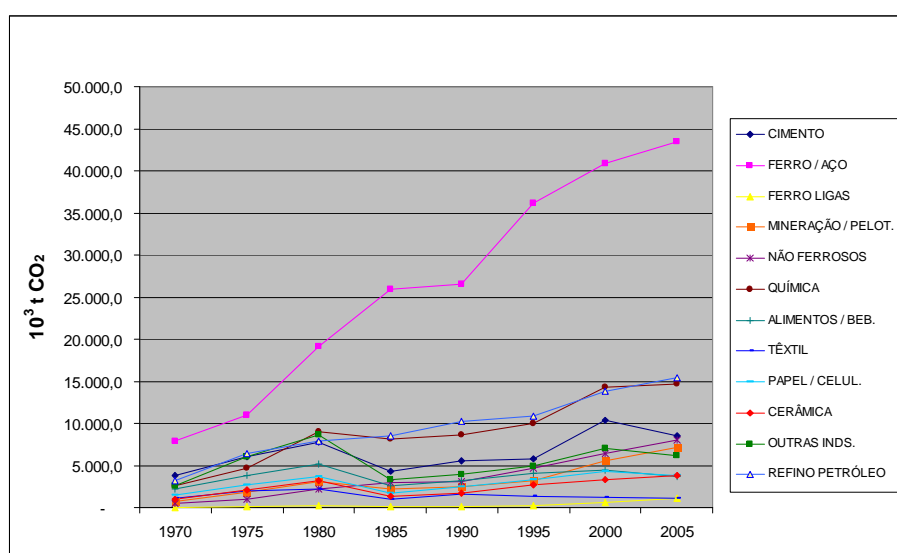
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	Taxa anual (%)
SETOR INDUSTRIAL	27.221,5	47.795,3	72.489,6	62.141,5	69.731,0	87.397,5	112.250,3	117.193,9	6,0
Cimento	3.847,0	6.092,0	7.722,0	4.287,0	5.594,0	5.850,0	10.413,0	8.533,0	3,2
Ferro / Aço	7.919,0	11.021,0	19.197,0	25.986,0	26.569,0	36.174,0	40.804,0	43.455,0	7,0
Ferro-Ligas	-	108,0	243,0	123,0	178,0	213,0	573,0	1.146,0	12,5
Mineração / Pelotização	711,0	1.834,0	3.131,0	2.192,0	2.419,0	3.253,0	5.601,0	7.166,0	9,7
Não-Ferrosos	496,0	970,0	2.193,0	2.906,0	3.138,0	4.670,0	6.437,0	8.072,0	11,8
Química	2.601,0	4.666,0	9.041,0	8.129,0	8.607,0	10.014,0	14.274,0	14.726,0	7,2
Alimentos / Bebidas	2.187,0	3.850,0	5.191,0	2.548,0	3.227,0	4.065,0	4.425,0	3.719,0	2,1
Têxtil	1.158,0	1.977,0	2.205,0	993,0	1.602,0	1.328,0	1.256,0	1.150,0	0,0
Papel / Celulose	1.426,0	2.658,0	3.741,0	1.777,0	2.450,0	3.380,0	4.264,0	3.784,0	4,0
Cerâmica	1.017,0	2.160,0	3.189,0	1.386,0	1.688,0	2.678,0	3.336,0	3.772,0	5,4
Outras Indústrias	2.592,0	6.024,0	8.691,0	3.330,0	3.971,0	4.947,0	7.034,0	6.194,0	3,5
Refino Petróleo	3.267,5	6.435,3	7.945,6	8.484,5	10.288,0	10.825,5	13.833,3	15.476,9	6,4

Fonte: Elaboração a partir de ALVIN *et al.* (2007).

Tabela 88 - Participação percentual nas emissões de CO₂ na indústria proveniente da queima de combustíveis fósseis de 1970 a 2005 - (%)

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
SETOR INDUSTRIAL	100	100	100	100	100	100	100	100
Cimento	14,1	12,7	10,7	6,9	8,0	6,7	9,3	7,3
Ferro Gusa / Aço	29,1	23,1	26,5	41,8	38,1	41,4	36,4	37,1
Ferro Ligas	0,0	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,5	1,0
Mineração / Pelotização	2,6	3,8	4,3	3,5	3,5	3,7	5,0	6,1
Não Ferrosos	1,8	2,0	3,0	4,7	4,5	5,3	5,7	6,9
Química	9,6	9,8	12,5	13,1	12,3	11,5	12,7	12,6
Alimentos / Bebidas	8,0	8,1	7,2	4,1	4,6	4,7	3,9	3,2
Têxtil	4,3	4,1	3,0	1,6	2,3	1,5	1,1	1,0
Papel / Celulose	5,2	5,6	5,2	2,9	3,5	3,9	3,8	3,2
Cerâmica	3,7	4,5	4,4	2,2	2,4	3,1	3,0	3,2
Outras Indústrias	9,5	12,6	12,0	5,4	5,7	5,7	6,3	5,3
Refino Petróleo	12,0	13,5	11,0	13,7	14,8	12,4	12,3	13,2

Fonte: Elaboração a partir de ALVIN *et al.* (2007).



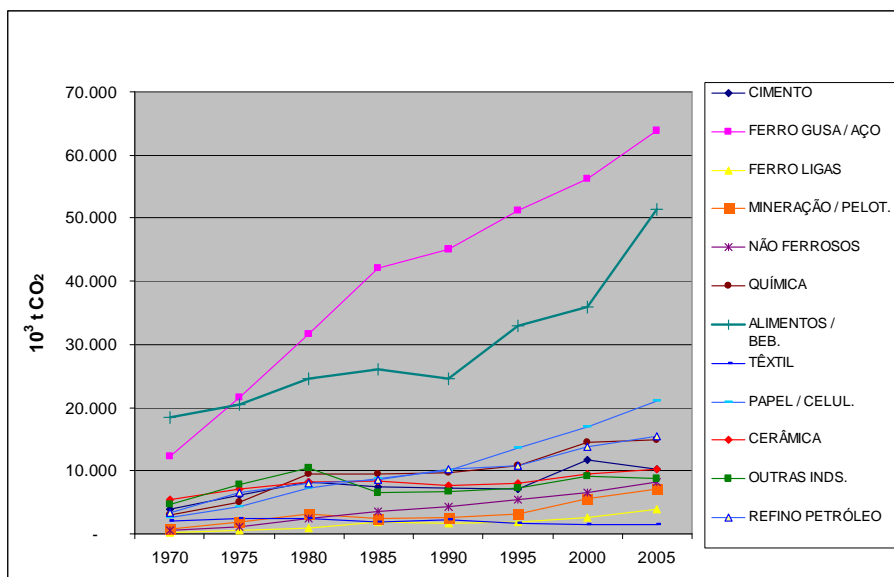
Fonte: Elaboração a partir de ALVIN *et al.* (2007).

Figura 52 - Curvas da evolução das emissões de CO₂ pela queima de combustíveis fósseis na indústria entre 1970 e 2005.

Numa abordagem alternativa, ALVIN *et al.* (2007) também contabilizaram as emissões de CO₂ provenientes da queima dos combustíveis dos renováveis, embora estas pudessem ser tomadas como “nulas” na prática⁴⁹. Neste caso, considerando a soma das duas parcelas de emissões de CO₂, tanto pela queima de combustíveis fósseis

⁴⁹ No trabalho completo, para todos os setores da economia, ALVIN *et al.* (2007) consideraram as emissões de carbono das biomassas (excluindo-se a fração não oxidada e a retida em aplicações não-energéticas) como sendo completamente reabsorvidas pela produção de novas plantas, ou seja, as emissões dos combustíveis renováveis têm um sinal negativo, sendo então contabilizadas na oferta de biomassas e que estão computadas no setor “energético”.

quanto por biomassas, o valor total teria atingido perto de 217 milhões tCO₂ em 2005. Nessa contabilização, de acordo com a Figura 53, o setor de ferro e aço continuaria a ser o principal segmento emissor, mas agora acompanhado mais de perto, em segundo lugar, do setor de alimentos e bebidas (devido ao elevado consumo de bagaço de cana).



Fonte: Elaboração a partir de ALVIN *et al.* (2007).

Figura 53 - Curvas de evolução das emissões de CO₂ pela queima de combustíveis fósseis e renováveis na indústria entre 1970 e 2005.

7.2 Quantificação das emissões recentes de CO₂ (2007) e o conceito de renovabilidade para biomassas

As emissões de CO₂ em 2007 foram contabilizadas inicialmente seguindo a abordagem alternativa de ALVIN *et al.* (2007), ou seja, incluindo as emissões produzidas pela queima de biomassas integralmente. Nessa contabilização, o setor industrial teria emitido cerca de 248,2 milhões tCO₂ naquele ano (vide Tabela 89), e o setor de alimentos e bebidas passaria a constituir o principal grupo emissor, com 75,1 milhões de tCO₂ (30,3%), a frente do setor de ferro e aço (68,0 milhões de tCO₂ ou 27,4%), que vinha liderando as emissões ao longo de 30 anos.

Tabela 89 - Emissões de CO₂ em 2007 em 1.000 toneladas de CO₂ nos setores da indústria por tipo de combustíveis

	GAS NATURAL	CARVÃO MINERAL E DERIVADOS	LENHA	BAGAÇO DE CANA	OUTRAS RENOVÁVEIS	LIXÍVIA	DERIVADOS PETRÓLEO	CARVÃO VEGETAL	TOTAL	Participação (%)
INDUSTRIAL - TOTAL	20.113,88	47.714,16	24.381,29	64.535,94	1.225,84	13.727,64	50.774,00	25.693,31	248.166,07	100,0
Cimento	39,76	514,78	-	-	815,20	-	7.119,80	1.009,54	9.499,09	3,8
Ferro Gusa / Aço	2.738,65	41.232,97	-	-	-	-	2.375,22	21.714,26	68.061,11	27,4
Ferro Ligas	4,68	448,67	395,63	-	-	-	619,90	2.801,25	4.270,13	1,7
Mineração / Pelotização	633,80	2.898,38	-	-	-	-	3.469,71	-	7.001,88	2,8
Não Ferrosos	1.246,54	1.149,29	-	-	-	-	5.687,43	40,93	8.124,19	3,3
Química	5.137,68	236,94	203,81	-	304,18	-	9.255,38	77,31	15.215,30	6,1
Alimentos / Bebidas	1.293,32	163,14	7.608,91	64.372,24	-	-	1.703,59	-	75.141,20	30,3
Têxtil	764,76	-	383,64	-	-	-	377,60	-	1.526,00	0,6
Papel / Celulose	1.321,38	330,16	5.251,11	163,71	-	13.727,64	1.662,42	-	22.456,43	9,0
Cerâmica	2.235,82	170,91	7.532,98	-	106,46	-	1.767,61	-	11.813,79	4,8
Outras Indústrias	2.523,49	568,91	3.005,20	-	-	-	2.720,37	50,02	8.867,99	3,6
Refino Petróleo	2.174,00						14.014,97		16.188,97	6,5
Participação (%)	8,1	19,2	9,8	26,0	0,5	5,5	20,5	10,4	100,0	

Fonte: Elaboração própria a partir de BRASIL (2008a).

Entretanto, numa abordagem mais realista, e de forma a servir como plataforma para as projeções de médio e longo prazos realizadas adiante, fez-se importante quantificar as emissões do setor abatendo-se as quantidades de CO₂ que estariam sendo originadas por biomassas plantadas, isto é, de fato “biomassas renováveis”. Estas “biomassas renováveis” são aquelas que cumprem integralmente seus ciclos de renovação ao reabsorverem através da fotossíntese o carbono emitido. Assim, as emissões produzidas durante a queima podem ser tomadas como “nulas”, à exceção de uma pequena quantidade de combustível fóssil que tivesse sido empregada na cadeia produtiva da biomassa ou embutida em algum insumo, seguindo o conceito de “ciclo de vida” (SHEEHAN *et al.*, 1998, CHEHEBE, 1997), ou ainda de pequena fração não oxidada que não é reabsorvida (IPCC, 1996). Estes dois expedientes, no entanto, não foram aqui considerados.

Portanto, no presente cálculo foi aqui definido o chamado “índice de renovabilidade”, aplicável a cada tipo de biomassa e de acordo com cada setor consumidor específico. Esse índice pode variar de zero a 100%. Por exemplo, caso uma biomassa tenha origem exclusivamente de plantações, é atribuído um índice de 100% de

renovabilidade, correspondente a uma emissão “nula” (caso do bagaço de cana, lixívia negra e outros resíduos da biomassa). De lado oposto, biomassas provenientes de desmatamento podem ter índices de renovabilidade inferiores ou de zero, como a lenha e o carvão vegetal se extraídos de florestas e matas virgens.

Em verdade, o cômputo das emissões produzidas pelo desmatamento poderia ir além da simples quantificação da quantidade de CO₂ produzida pela queima direta das biomassas. Ao se desmatar são também liberadas emissões do estoque de carbono contido no solo, e que se perde (FEARNSIDE, 2005), como também o efeito negativo é potencializado por não se ter mais a cobertura vegetal que faria exatamente o papel de sumidouro natural, reabsorvendo o carbono emitido nos processos de queima. Afora isso, há impactos que extrapolam a questão das mudanças climáticas, pois trazem danos à biodiversidade, ao solo de um modo geral e à ciclagem de água (e da precipitação) (FEARNSIDE, 2002).

A Tabela 90 apresenta os índices estimados de renovabilidade, que se basearam em: para o carvão vegetal - Associação Mineira de Silvicultura - AMS (2008), BRITO (2008) e HOMMA *et al.* (2006) e PLANTAR (2009); - para a lenha - INT (2005a e 2005b), AMS (2008) e estimativas próprias⁵⁰.

Tabela 90 - Índices de renovabilidade para biomassas combustíveis (%)

	Lenha	Bagaço de Cana	Outros Renováveis	Lixívia	Carvão Vegetal
Cimento	-	-	100	-	50
Ferro/Aço	-	-	-	-	30
Ferro-Ligas	50	-	-	-	50
Mineração/Pelotização	-	-	-	-	50
Não-Ferrosos	-	-	-	-	50
Química	90	-	100	-	90
Alimentos/ Bebidas	50	100	-	-	-
Têxtil	90	-	-	-	-
Papel/Celulose	100	-	100	100	-
Cerâmica	20	-	100	-	-
Outros	50	-	-	-	-
Refino de Petróleo	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração própria.

⁵⁰ Estas estimativas foram feitas a partir de estudos setoriais em alguns estados do Brasil, como por exemplo: pesquisa SEBRAE nos estados do Tocantins, Amapá, Piauí, Rio de Janeiro e Pará; estudo para a Fundação Grupo Esquel no Estado da Paraíba, Projeto Competir/GTZ em Pernambuco e Piauí, e visitas em inúmeras empresas cerâmicas e de alimentos em Santa Catarina, Paraná e São Paulo.

Aplicando-se os índices de renovabilidade, construiu-se a Tabela 91 adiante. Nestas condições, as emissões totais da indústria teriam atingido 143,0 milhões de toneladas de CO₂ em 2007, sendo o setor de ferro e aço o principal emissor com 40,0% do total (vide Figura 54). Isso é explicado pelo consumo absoluto bastante elevado do setor, tanto na forma de combustíveis fósseis quanto de carvão vegetal não-renovável. Segundo a AMS (2008), pelo menos 50% do carvão vegetal usado na produção siderúrgica no Estado de Minas Gerais ainda tem origem de desmatamentos. Nos Estados do Pará e do Maranhão, ao longo da estrada de ferro de Carajás, onde estão instaladas várias usinas de ferro-gusa, a mesma AMS estima que 90% do carvão vegetal seja originário de desmatamentos. Na média para o Brasil, segundo estimativas da PLANTAR (2009) e também próprias, quando se compõe a produção de ferro-gusa, o consumo de carvão vegetal necessário, e o consumo oficial desse energético dado no BEN (BRASIL, 2008a), deduz-se que 70% desse energético deva ser oriundo de desmatamentos.

Demais setores importantes neste novo quadro de emissões de CO₂ em 2007 são o setor de refino de petróleo (11,3%) e o químico (10,2%), devido ao elevado consumo de derivados de petróleo e gás natural. Curiosamente, o setor cerâmico apresentou uma contribuição extremamente elevada, de 7,1%, em razão do consumo de lenha de desmatamento, chegando a superar as emissões do setor cimenteiro⁵¹, onde há um uso intenso de coque de petróleo e outros combustíveis fósseis.

Pelo lado dos combustíveis, as emissões de maior peso foram aquelas provenientes da queima dos derivados de petróleo, com 35,5%, seguidas das emissões do carvão mineral e seus derivados (33,4%), conforme mostrado na Figura 55. Como resultado, conclui-se que as emissões efetivas de CO₂ no setor industrial brasileiro foram, em 2007, 83% de origem fóssil, incluindo-se as emissões do gás natural, e os 17% restantes tiveram origem na queima de carvão vegetal e lenha de origem nativa.

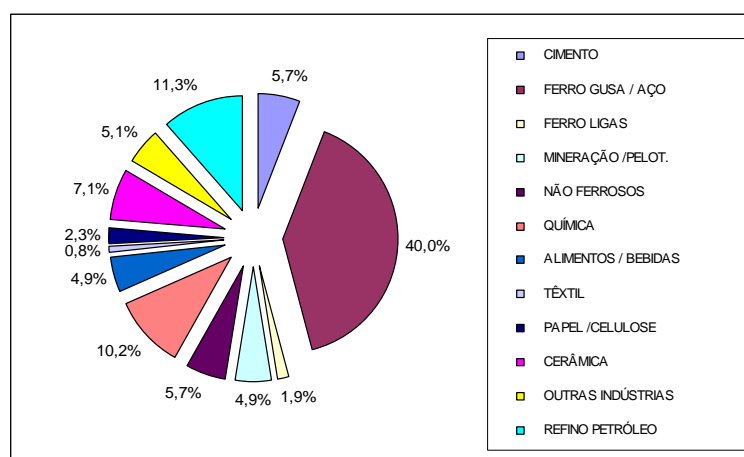
⁵¹ No setor cimenteiro existem também emissões não-energéticas provenientes das matérias primas no processo de calcinação, especialmente o calcário (carbonato de cálcio). Estas emissões podem se situar entre 15 a 17 milhões de tCO₂ (com base em 2007), de acordo com estimativas próprias, e não estão somadas na Tabela 91.

Tabela 91 - Estimativa das emissões de CO₂ aplicando-se índices de renovabilidade para as biomassas (base 2007)

	GÁS NATURAL	CARVÃO MINERAL E DERIVADOS	LENHA	DERIVADOS PETRÓLEO	CARVÃO VEGETAL	TOTAL	Participação (%)
SETOR INDUSTRIAL	20.113,9	47.714,2	11.590,0	50.774,0	12.815,7	143.007,8	100,0
Cimento	39,8	514,8	-	7.119,8	504,8	8.179,1	5,7
Ferro-gusa/Aço	2.738,7	41.233,0	-	2.375,2	10.857,1	57.204,0	40,0
Ferro-ligas	4,7	448,7	197,8	619,9	1.400,6	2.671,7	1,9
Min. /Pelotização	633,8	2.898,4	-	3.469,7	-	7.001,9	4,9
Não-ferrosos	1.246,5	1.149,3	-	5.687,4	20,5	8.103,7	5,7
Química	5.137,7	236,9	20,4	9.255,4	7,7	14.658,1	10,2
Alimentos/Bebidas	1.293,3	163,1	3.804,5	1.703,6	-	6.964,5	4,9
Têxtil	764,8	-	38,4	377,6	-	1.180,7	0,8
Papel/Celulose	1.321,4	330,2	-	1.662,4	-	3.314,0	2,3
Cerâmica	2.235,8	170,9	6.026,4	1.767,6	-	10.200,7	7,1
Outras Indústrias	2.523,5	568,9	1.502,6	2.720,4	25,0	7.340,4	5,1
Refino Petróleo	2.174,0			14.015,0		16.189,0	11,3
Participação (%)	14,1	33,4	8,1	35,5	9,0	100,0	

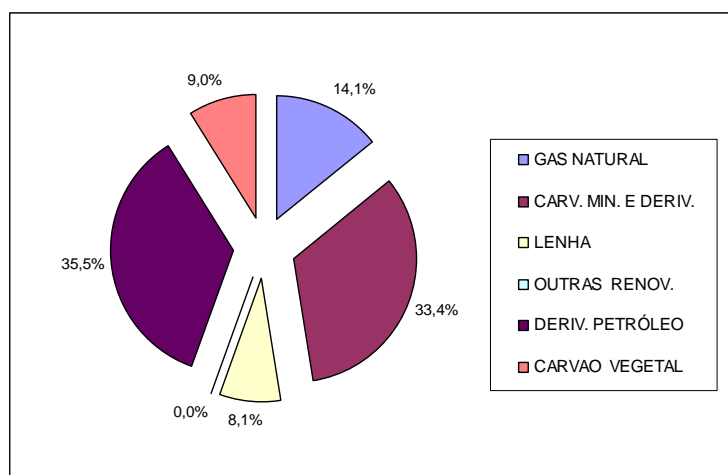
Obs.: em tese, as emissões provenientes da lenha e do carvão vegetal de desmatamento devem estar computadas no Inventário das Emissões do Brasil no setor “Uso de Solo e Florestas”, assim como as emissões pelo uso da energia elétrica estariam computadas no sub-setor “Energético”.

Fonte: Elaboração própria.



Fonte: Elaboração própria.

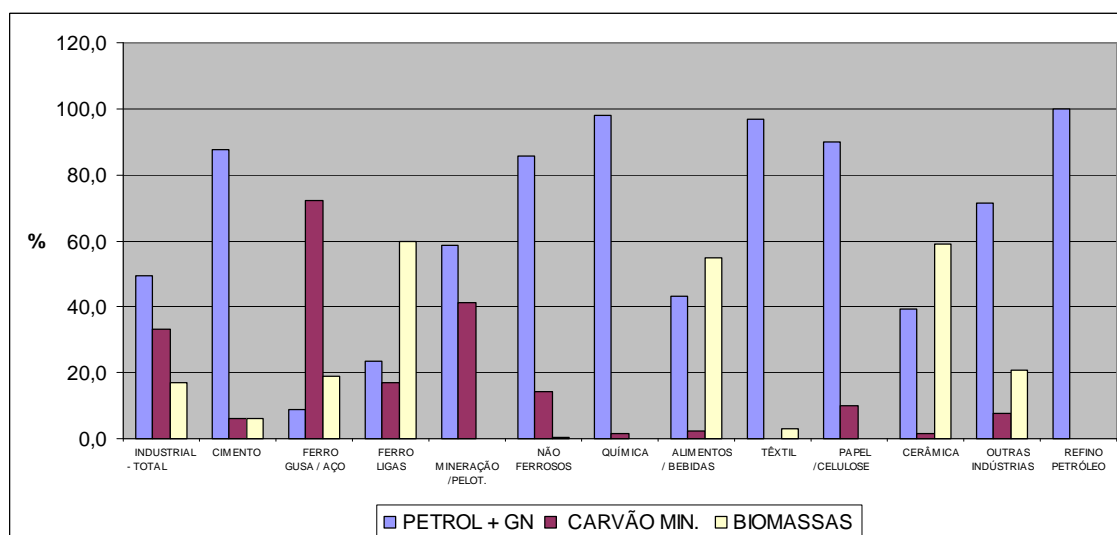
Figura 54 - Participação percentual das indústrias nas emissões de CO₂ descontando-se as emissões efetivas de origem renovável (base 2007).



Fonte: Elaboração própria.

Figura 55 - Participação percentual das fontes energéticas nas emissões de CO₂ descontando-se as emissões efetivas de origem renovável (base 2007).

Por fim, a Figura 56 mostra as emissões efetivas agrupadas por tipo de fonte “petróleo/gás”, “carvão mineral” e “biomassas não-renováveis” para a indústria como um todo e em cada sub-setor específico. Interessante observar o amplo predomínio dos derivados de petróleo e gás nos setores de cimento, não-ferrosos, química, papel e celulose, outras e refino de petróleo. O carvão mineral tem uso predominante somente no setor de ferro e aço, enquanto as biomassas não-renováveis nos setores de ferro-ligas, alimentos e bebidas, e cerâmica.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 56 – Quadro geral da contribuição percentual dos setores da indústria nas emissões de CO₂ considerando os índices de renovabilidade.

7.3 Cenário tendencial de emissões de CO₂ para 2030

O cenário de referência foi concebido com base no Plano Nacional de Energia do Brasil - PNE 2030 (BRASIL, 2007a), que é o esforço mais recente no governo brasileiro no sentido de planejar o sistema energético do país para o longo prazo. O PNE 2030 é um cenário de referência otimizado, que combina modelos específicos de oferta e de demanda de energia, consolidado posteriormente no modelo MESSAGE, desenvolvido pela International Atomic Energy Agency (IAEA). O PNE 2030 estabelece quatro cenários de evolução de oferta e demanda de energia no Brasil, incorporando premissas de crescimento econômico, crescimento populacional, evolução das demandas, penetração de tecnologias, dentre outros fatores. Por sua vez, estes cenários nacionais tiveram como pano de fundo todo um contexto internacional, considerando três possibilidades - maior integração internacional (cenário de maior crescimento econômico), integração parcial e instabilidade geopolítica.

Os cenários nacionais básicos são chamados de A, B1, B2 e C, conforme apresentado na Tabela 92, e indicam a intensidade de crescimento econômico. O cenário A (batizado de na crista da onda) reproduz um crescimento acelerado da economia nacional, dentro de um contexto internacional de crescimento e de forte integração e harmonia. Os cenários B1 e B2 são cenários de crescimento intermediário, onde persistiriam alguns problemas e conflitos internacionais. O cenário C é aquele de crescimento reduzido, acompanhando uma desaceleração econômica internacional. Importante observar que estes cenários foram construídos antes da crise econômica internacional que se iniciou no segundo semestre de 2008.

No cenário B1 do PNE 2030, o crescimento do PIB do Brasil é projetado abaixo dos aumentos do PIB que vêm sendo observados nos últimos anos em países em desenvolvimento, tais como China, Índia, Coreia do Sul e outros. Além disso, o crescimento anual do PIB industrial é projetado abaixo do crescimento do PIB geral, indicando uma redução da participação relativa da indústria na produção econômica diante de um crescimento mais acelerado do setor de serviços.

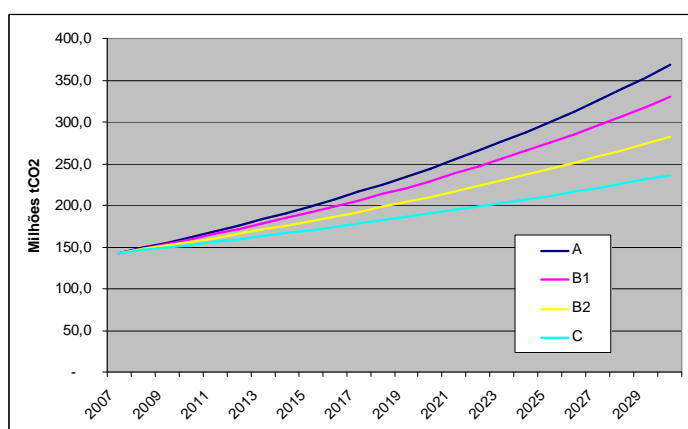
Tabela 92 - Macro-cenários para a economia brasileira para 2030

	A (na crista da onda)	B1 (surfando a marola)	B2 (pedalinho)	C (náufrago)
INFRAESTRUTURA	Redução significativa de 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
CRESCIMENTO DO PIB (% ao ano)	5,1	4,1	3,2	2,2
CRESCIMENTO DO PIB INDUSTRIAL (% ao ano)	4,2	3,7	3,0	2,2

Fonte: PNE 2030 (BRASIL, 2007a).

Em termos de emissões, o PNE 2030 projeta que sejam lançadas pouco mais de 970 milhões de toneladas de CO₂ em 2030 (Figura 7 apresentada no Capítulo 2.3), tendo os setores de transporte e o industrial as maiores contribuições ao longo do tempo, mesmo diante de uma maior participação de fontes renováveis na matriz.

Tomando-se por base os cenários de crescimento econômico do PNE 2030 para o setor industrial, mas partindo-se das emissões aqui quantificadas para o ano de 2007 (Capítulo 7.2), as respectivas curvas de emissões na indústria teriam os formatos indicados na Figura 57, podendo atingir entre 368,4 milhões tCO₂ em 2030 para o cenário econômico mais otimista (cenário A) e 235,9 milhões no cenário econômico pessimista (cenário C).



Fonte: Elaboração a partir de PNE 2030 (BRASIL, 2007a).

Figura 57 - Curvas das emissões de CO₂ no setor industrial - cenários de referência.

O cenário escolhido com referência para o presente estudo está baseado no cenário B1 do PNE 2030, isto é, as hipóteses admitidas não são exatamente as desse Plano, mas sim o ponto de partida para a construção de um cenário base. Este cenário refletiria um crescimento econômico moderado, de 3,7% ao ano para o setor industrial até 2030, como também apresentaria características de base de mercado, sem maiores mudanças qualitativas, além de manter o ritmo natural de incorporação de tecnologias e da evolução da participação da oferta e demanda das fontes de energia. Ou seja, na premissa adotada neste cenário de referência não haveria uma forte participação de opções associadas à mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Outras premissas adotadas nesta tese foram:

- crescimento do consumo de energia (e das emissões de CO₂), seguindo o crescimento econômico do setor (3,7% ao ano);
- manutenção da participação relativa atual das diferentes fontes energéticas (com base em 2007) dentro dos sub-setores industriais específicos no período de 2010-2030;
- manutenção dos níveis atuais de uso de biomassas originárias de desmatamento (até 2030) (com base nas premissas a serem apresentadas na Tabela 90 no Capítulo 7.2).

Em suma, o cenário de referência adotado refletiria o estágio atual do setor e se manteria inalterado em termos relativos até 2030. Naquele ano, as emissões atingiriam 329,0 milhões de toneladas de CO₂, ou seja, cerca de 2,3 vezes o valor emitido no ano base de 2007. A Tabela 93 apresenta a evolução destas emissões ano a ano.

Tabela 93 - Projeção de emissões de CO₂ para setor industrial no cenário de referência B1 - período 2010-2030

<i>Ano</i>	<i>mil t CO₂</i>	<i>Ano</i>	<i>mil t CO₂</i>	<i>Ano</i>	<i>mil t CO₂</i>
2010	159.082	2017	205.150	2024	264.559
2011	164.968	2018	212.740	2025	274.348
2012	171.071	2019	220.612	2026	284.499
2013	177.401	2020	228.775	2027	295.025
2014	183.965	2021	237.239	2028	305.941
2015	190.772	2022	246.017	2029	317.261
2016	197.830	2023	255.120	2030	328.999

Fonte: Elaboração própria.

No entanto, esta cenarização tendencial, com base nas premissas anteriores, apresenta duas principais restrições - a primeira, a não incorporação de planos de

crescimento setoriais mais recentes (por exemplo para o setor siderúrgico), e a segunda, a não incorporação de medidas de eficiência energética em aconteceriam espontaneamente através de desenvolvimento autônomo⁵². Na Tabela 94 estão mostrados parâmetros importantes, também extraídos do PNE 2030 (BRASIL, 2007a), que serão empregados nas avaliações adiante.

Tabela 94 – Parâmetros Básicos do PNE 2030 para avaliações econômicas e emissões no setor elétrico

Parâmetros	2010	2020	2030
Petróleo WTI (US\$/bbl)	40	45	45
Fator de emissão da eletricidade (tCO ₂ e/MWh)	0,094	0,069	0,079
Custo médio de expansão (US\$/MWh)	56,9	56,4	55,9

Fonte: BRASIL (2007a).

7.4 Cenário de baixo carbono

O cenário de baixo carbono é uma variação do cenário de referência, onde certas tecnologias são substituídas por outras menos intensivas em carbono. Para este cenário foi desenvolvido um modelo paramétrico próprio, em planilhas Excel, partindo-se dos consumos de energia por tipo de combustíveis em cada sub-setor industrial específico (com base em 2007), e dos potenciais de mitigação apresentados no Capítulo 6.2. Sobre esta base inicial, estes potenciais de redução ou de substituição de energia fóssil, para cada tipo de medida tecnológica, foram projetados ao longo do período de 2010 a 2030, produzindo, portanto, resultados que podem ser tomados num corte transversal, como também num viés setorial.

Também partindo do ano base de 2007, conforme detalhado no Capítulo 6.2, os cenários de baixo carbono estão apresentados considerando a implementação das medidas de mitigação através do chamado “potencial bruto” (Capítulo 7.4.1), onde cada uma dessas opções está quantificada de forma isolada, e através do “potencial ajustado” (Capítulo 7.4.2), que trata da implantação das medidas em conjunto.

⁵² No PNE 2030 (BRASIL, 2007a) as medidas de eficiência energética, principalmente na área elétrica, estão contempladas, mas não fazem parte do escopo central deste estudo. No Capítulo 9.3 é realizada uma breve estimativa quando projetado um cenário para o ano de 2050.

7.4.1 Potencial bruto

7.4.1.1 Por tipo de medida de mitigação

O potencial bruto por tipo de medidas pôde ser quantificado ano a ano entre 2010 e 2030 em cada um dos setores examinados neste estudo. Neste potencial, conforme citado, não se obtém uma totalização, pois aconteceriam sobreposições ou dupla contagem.

A Tabela 95 apresenta um resumo das quantidades de CO₂ a serem abatidas de cinco em cinco anos para cada uma das medidas de mitigação e também os valores acumulados ao longo do período de 2010-2030 considerando todos os setores. Analisando o período completo, percebe-se que a medida referente à eliminação da biomassa não-renovável e o grupo de medidas de eficiência energética somam os maiores potenciais de mitigação, respectivamente 702,3 milhões tCO₂ (14,3% de redução sobre o que seria emitido) e 661,5 milhões CO₂ (13,5% de redução). Neste bloco de eficiência energética, a principal contribuição seria dada pela medida de recuperação de calor em fornos (283,0 milhões tCO₂), equivalente a uma redução de 5,8% do total emitido no período, de acordo com a Tabela 96.

Tabela 95 - Potencial bruto das quantidades abatidas de CO₂ através de medidas de mitigação (1.000 tCO₂)

Medidas de mitigação	2010	2015	2020	2025	2030	Acumulado 2010-2030
Otimização da Combustão	-	4.541,30	5.445,96	6.530,82	7.831,80	105.215,81
Sistemas de Recuperação de Calor	-	821,71	3.062,12	5.851,82	7.017,54	68.884,42
Recuperação de Vapor	-	1.611,69	1.932,75	2.317,76	2.779,47	37.340,63
Recuperação de Calor em Fornos	-	6.849,14	16.427,07	19.699,44	23.623,69	283.034,58
Novos Processos	-	5.844,53	7.008,79	8.404,98	10.079,31	135.409,77
Outras medidas de UEE	-	791,50	1.502,97	2.383,62	2.858,46	31.630,47
Energia Solar Térmica	-	1.723,46	2.066,79	2.478,50	2.972,23	39.930,27
Reciclagem	-	3.996,61	4.792,76	5.747,51	6.892,45	92.596,12
Substituição por GN	-	2.265,45	2.716,74	3.257,93	3.906,93	52.487,40
Substituição de fóssil por biomassa	-	-	3.849,03	9.125,89	16.003,76	110.291,52
Substituição da biomassa não-renovável	-	-	43.703,61	52.409,63	62.840,94	702.293,69
Cogeração	-	2.989,15	4.041,28	6.283,78	8.915,92	93.789,32

UEE – uso eficiente de energia.

Nota: as medidas de uso de biomassa apresentam resultados de abatimento de emissões somente em 2017 em diante.

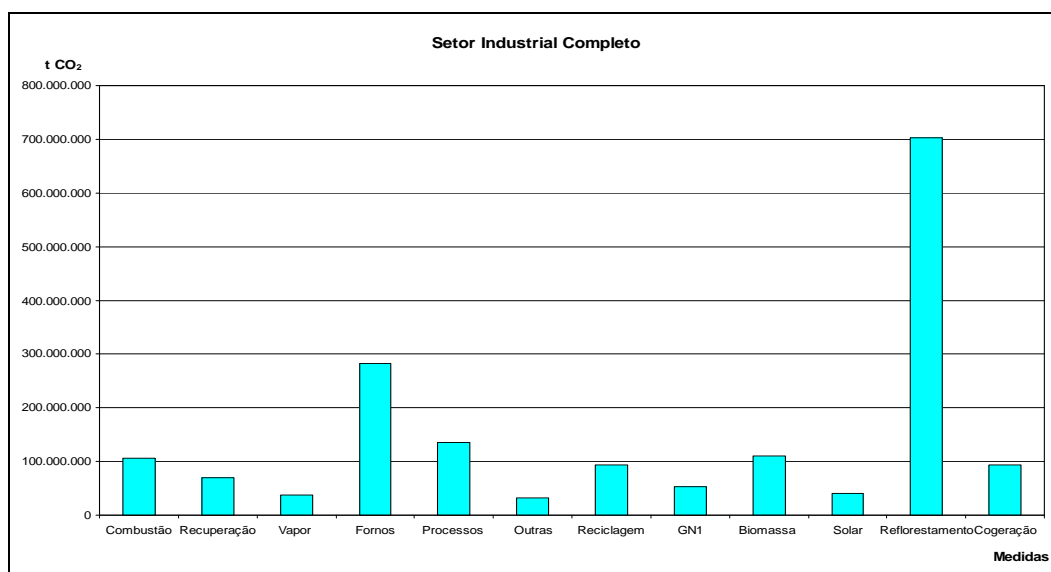
Fonte: Elaboração própria.

Tabela 96 – Reduções percentuais com relação ao que seria emitido no cenário tendencial pela implementação de medidas de mitigação no potencial bruto

Medidas de mitigação	Participação % das medidas em 2030	Participação % das medidas no período de 2010 a 2030
Otimização da Combustão	2,4	2,1
Sistemas de Recuperação de Calor	2,1	1,4
Recuperação de Vapor	0,8	0,8
Recuperação de Calor em Fornos	7,2	5,8
Novos Processos	3,1	2,8
Outras medidas de UEE	0,9	0,6
Energia Solar Térmica	0,9	0,8
Reciclagem	2,1	1,9
Substituição por GN	1,2	1,1
Substituição de fóssil por biomassa	4,9	2,2
Substituição da biomassa não-renovável	19,1	14,3
Cogeração	2,7	1,9

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, a Figura 58 ilustra as quantidades de CO₂ a serem abatidas para cada tipo de medida no potencial bruto. Embora existam as restrições comentadas anteriormente, esse potencial bruto possibilita ter a dimensão real ou os valores absolutos da contribuição individual de cada tipo de medida de mitigação, sem a interferência de outras opções tecnológicas. Isso pode se mostrar útil, caso se queira propor estratégias e políticas específicas num corte transversal e num viés tecnológico (obviamente desconsiderando os custos).



Fonte: Elaboração própria.

Figura 58 - quantidades totais de CO₂ a serem abatidas por tipo de medida - potencial bruto.

7.4.1.2 Por setores industriais

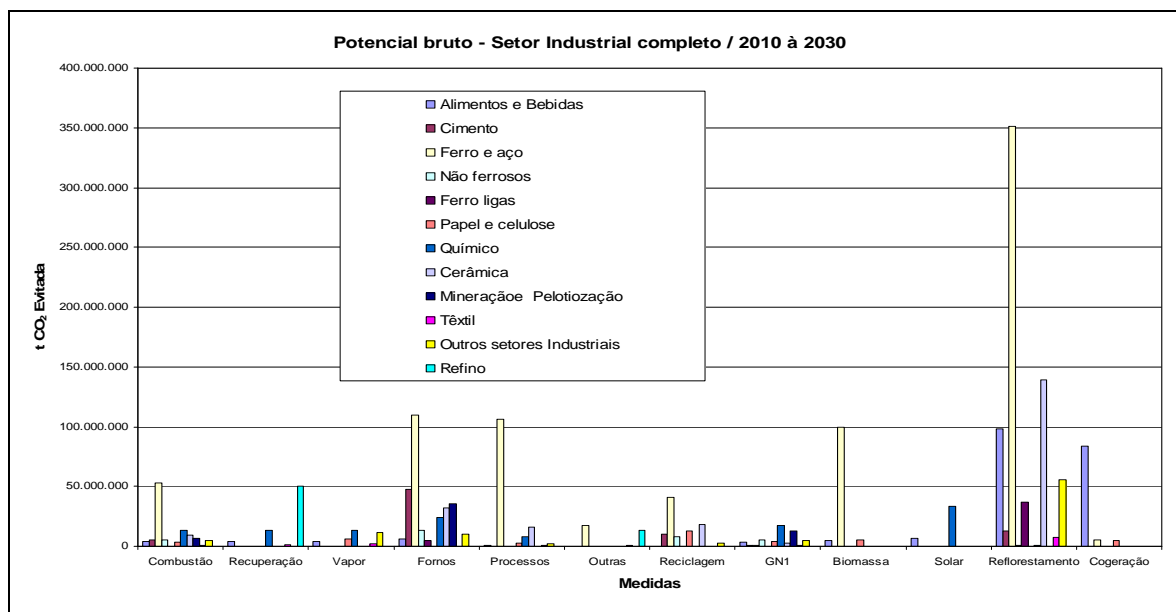
Procedendo-se um corte por setores, conforme mostrado na Tabela 97, nota-se que o segmento de ferro e aço é o responsável pelas maiores quantidades de CO₂ a serem abatidas pela implementação de medidas de eficiência energética (43,3% do total a ser abatido), reciclagem de materiais (43,7%), substituição por biomassas (90,5%) e eliminação de biomassa de desmatamento (50,0%). Pode também ser destacado o elevado potencial de mitigação por cogeração no setor de alimentos e bebidas (88,9%). A Figura 59 ilustra o comportamento das emissões a serem abatidas por tipo de medida e por setores. Assim sendo, novamente, caso se deseje conceber políticas específicas, é possível estabelecer prioridades em termos de medidas de mitigação e setoriais.

Tabela 97 - Quantidades de CO₂ passíveis de abatimento de acordo com o tipo de medida e por setor no período de 2010 a 2030 (milhões tCO₂)

Setor industrial	Alimentos e Bebidas	Cimento	Ferro e aço	Não-ferrosos	Ferro-ligas	Papel e celulose	Químico	Cerâmica	Min. e Pelotização	Têxtil	Outros	Refino	Total
Combustão	4,32	5,07	52,82	5,02	0,00	3,08	13,62	9,48	6,51	0,73	4,56	0,00	105,22
Rec. Calor	4,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,62	0,00	0,00	1,10	0,00	49,85	68,88
Rec. Vapor	4,32	0,00	0,00	0,00	0,00	6,16	13,62	0,00	0,00	1,83	11,41	0,00	37,34
Rec. Fornos	5,77	47,46	109,91	13,21	4,95	0,00	24,30	31,85	35,41	0,00	10,18	0,00	283,03
Novos Processos	0,86	0,00	106,08	0,00	0,00	2,41	8,17	15,80	0,00	0,37	1,71	0,00	135,41
Outras	0,00	0,00	17,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	0,00	13,29	31,63
Reciclagem	0,00	10,14	40,49	8,25	0,00	12,93	0,00	18,11	0,00	0,00	2,67	0,00	92,60
GN	3,50	0,47	0,87	5,56	0,33	3,77	17,07	2,58	12,93	0,73	4,68	0,00	52,49
Biomassa	4,96	0,00	99,77	0,00	0,00	5,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,29
Solar	6,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39,93
Eliminação Desmatamento	98,04	13,01	351,26	0,47	36,94	0,00	0,65	139,27	0,00	7,09	55,56	0,00	702,29
Cogeração	83,41	0,00	5,55	0,00	0,00	4,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,79

Nota: conforme já mencionado o potencial bruto não pode ser totalizado devido a sobreposições.

Fonte: Elaboração própria.



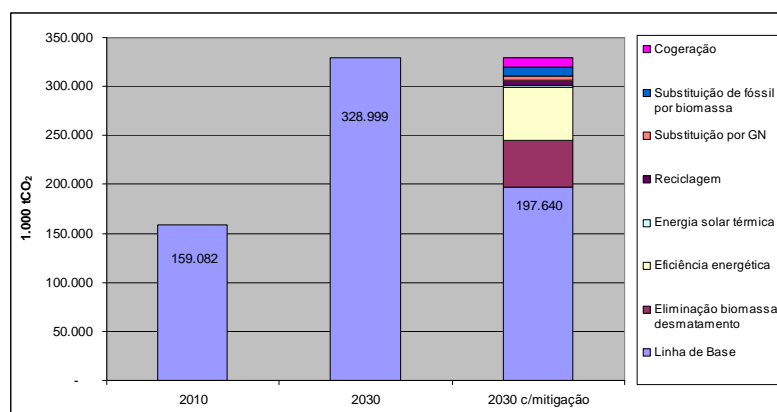
Fonte: Elaboração própria.

Figura 59 - Potencial bruto por tipo de medida de mitigação e setores.

7.4.2 Potencial ajustado

7.4.2.1 Por tipo de medida de mitigação

No cômputo do potencial ajustado para o cenário de baixo carbono, as medidas de mitigação, à exceção do bloco de eficiência energética, sofrem “abatimentos” devido à combinação durante sua implementação, conforme mencionado. Considerando a implementação de todo o conjunto de medidas, portanto num cenário de baixo carbono, as emissões totais do setor industrial atingiriam 197,640 milhões tCO₂ em 2030, valor 39,9% inferior às emissões projetadas para o cenário de referência para aquele ano (vide Figura 60). Essas emissões seriam somente 24% superiores ao valor projetado para 2010 (ou seja, cresceriam somente 1,1% ao ano entre 2010-2030). Podem ser destacadas as contribuições bastante significativas das medidas de eficiência energética (16,5% em 2030) e a de eliminação do uso de biomassa não-renovável (14,4% também no mesmo ano).

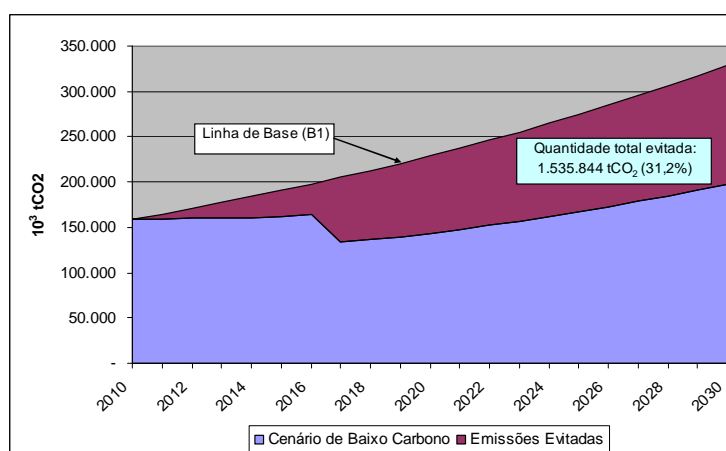


Fonte: Elaboração própria.

Figura 60 – Emissões de CO₂ para os cenários de base e de baixo carbono em 2010 e 2030.

Integrando-se todo o período de 2010 a 2030 (ano a ano), as emissões a serem evitadas atingiriam 1,536 bilhão tCO₂, valor equivalente a 31,2% de redução com relação ao que seria emitido num cenário tendencial. Este total evitado corresponde a perto de 10 vezes as emissões de um ano (base 2010) (vide Figura 61 e Tabela 98).

A maior contribuição individual dentre as medidas de mitigação refere-se à implementação da medida de eliminação de biomassa não-renovável, que soma 567,0 milhões tCO₂ no período de 2010-2030 (equivalente a 36,9%), seguida da medida de recuperação de calor em fornos com 283,0 milhões tCO₂ (18,4%), e da implementação de novos processos com 135,4 milhões tCO₂ (8,8 %) (vide Figura 62). Contudo, caso as medidas de eficiência energética sejam agrupadas (incluindo melhoria da combustão, todas recuperações de calor/vapor, novos processos e outras), este conjunto passaria a ser o principal com 43,1% (ou 661,5 milhões tCO₂).



Fonte: Elaboração própria.

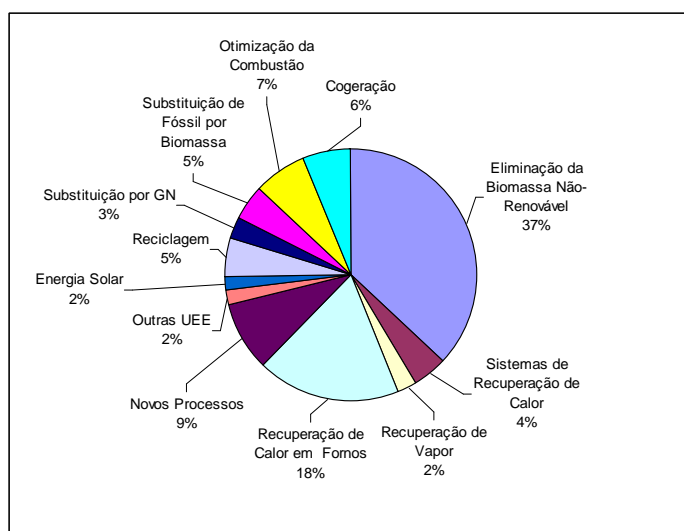
Figura 61 - Curvas de emissões no cenário de referência e no de baixo carbono - período 2010-2030.

Tabela 98 – Emissões projetadas para 2030 no cenário de referência e no cenário de baixo carbono, e emissões evitadas por tipo de medida - potencial ajustado (em mil tCO₂)

	2010	2015	2020	2025	2030	Acumulado 2010-2030	Contribuição % no período
Linha de Base	159.081,6	190.771,6	228.774,5	274.347,7	328.999,5	4.921.372,9	-
Medidas de Mitigação							
Melhoria de Combustão	-	4.541,3	5.446,0	6.530,8	7.831,8	105.215,8	6,9
Sistemas de Recuperação de Calor	-	821,7	3.062,1	5.851,8	7.017,5	68.884,4	4,5
Recuperação de Vapor	-	1.611,7	1.932,7	2.317,8	2.779,5	37.340,6	2,4
Recuperação de Calor em Fornos	-	6.849,1	16.427,1	19.699,4	23.623,7	283.034,6	18,4
Novos Processos	-	5.844,5	7.008,8	8.405,0	10.079,3	135.409,8	8,8
Outras Medidas de UEE	-	791,5	1.503,0	2.383,6	2.858,5	31.630,5	2,1
Total para Medidas Eficiência	-	20.459,9	35.379,6	45.188,5	54.190,3	661.515,7	43,1
Reciclagem	-	3.229,1	3.872,4	4.643,8	5.568,9	74.814,7	4,9
Substituição por GN	-	1.888,1	2.264,2	2.715,3	3.256,2	43.745,1	2,8
Substituição de Fóssil por Biomassa	-	-	2.421,4	5.727,1	10.035,5	69.234,0	4,5
Energia Solar Térmica	-	1.111,5	1.332,9	1.598,5	1.916,9	25.752,4	1,7
Eliminação de Biomassa Não-Renovável	-	-	36.677,8	41.786,8	47.475,8	566.992,7	36,9
Cogeração	-	2.989,2	4.041,3	6.283,8	8.915,9	93.789,3	6,1
Emissão Mínima Projetada	159.081,6	161.093,9	142.784,8	166.404,1	197.640,0	3.385.529,1	

Nota: medidas de uso de biomassa apresentam resultados de abatimento de emissões somente em 2017 em diante.

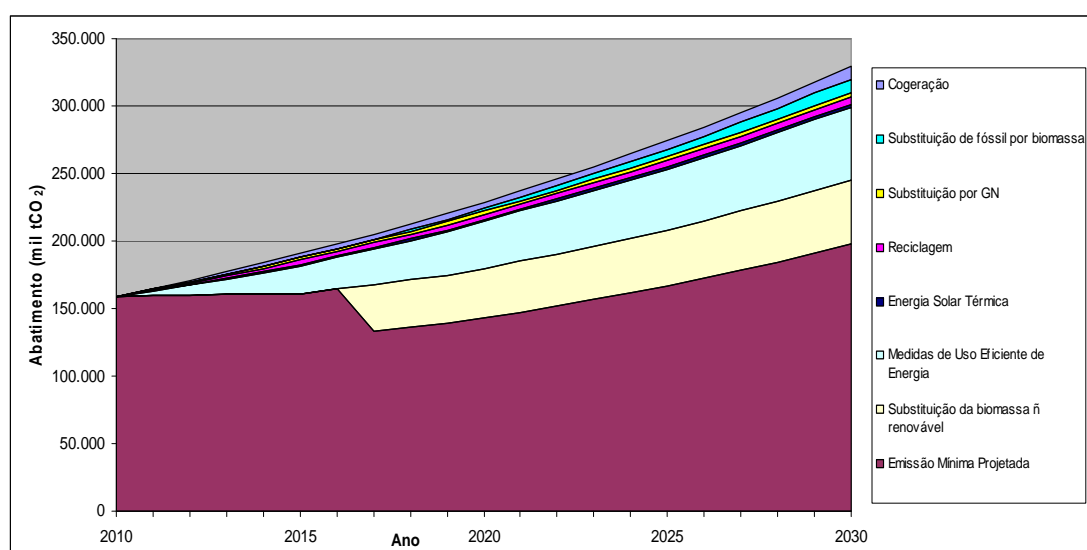
Fonte: Elaboração própria.



Fonte: Elaboração própria.

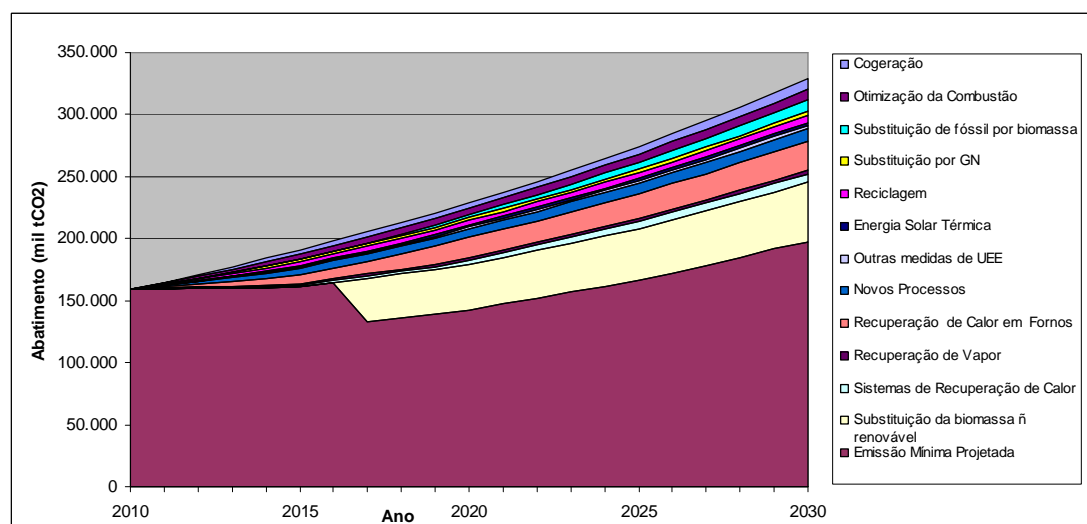
Figura 62 - Contribuições percentuais das medidas de mitigação no cenário de baixo carbono para o período de 2010-2030 – potencial ajustado.

Nas Figuras 63 e 64 estão representadas as cunhas de abatimento para cada tipo de medida de mitigação ao longo do período de 2010 a 2030. Nota-se que as áreas para as medidas de eficiência energética (em azul claro) e de eliminação de biomassa não-renovável (em amarelo claro) são de fato bastante significativas. Nesta última medida, 60% do total de emissões a serem abatidas se daria pela erradicação do emprego de carvão vegetal de desmatamento.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 63 - Curvas de abatimento de emissões por tipo de medidas com o bloco de medidas de eficiência energética agregado.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 64 - Curvas de abatimento de emissões por tipo de medidas de mitigação.

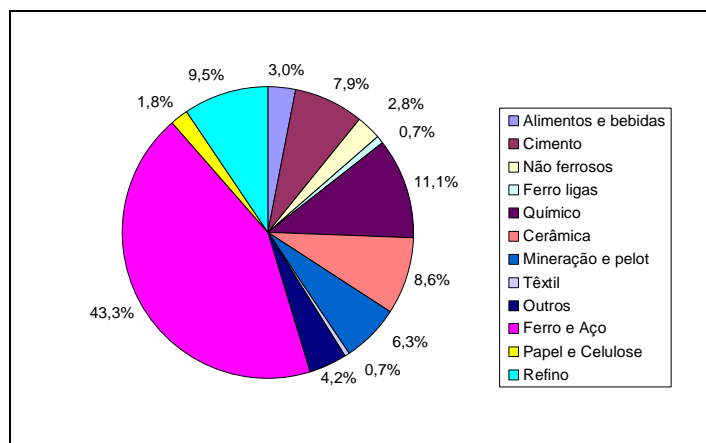
7.4.2.2 Por setores industriais

A análise da contribuição dos sub-setores no conjunto de medidas de mitigação demonstra resultados interessantes. Inicialmente, considerando somente o bloco de medidas de eficiência energética, nota-se que a maior contribuição de longe vem do setor de ferro e aço (43%), resultado do elevado consumo de energia e dos elevados potenciais de mitigação encontrados (vide Tabela 99 e Figura 65). Neste segmento, os maiores potenciais se dão na recuperação de calor em fornos e na implementação de novos processos. Setores da indústria química, refino de petróleo, cerâmico e cimenteiro também apresentam contribuições importantes no bloco de eficiência energética. De outro lado, alguns segmentos têm contribuições na área de eficiência energética bastante tímidas em termos de mitigação, como o caso do setor têxtil, ferro-ligas e papel e celulose. Isso não significa que não exista potencial para eficiência energética, mas sim que o montante em termos de abatimento de CO₂ não é muito elevado, em função basicamente de existir um consumo de energia renovável (biomassa) muito alto.

Tabela 99 - Emissões evitadas por medidas de eficiência energética por segmentos específicos para o potencial ajustado

Setor Industrial	Total de emissão evitada de CO ₂ de 2010 a 2030 (em milhões tCO ₂)						
	Combustão	Recuperação	Vapor	Fornos	Processos	Outras	Total Eficiência Energética
Alimentos/bebidas	4,32	4,32	4,32	5,77	0,86	0,00	19,58
Cimento	5,07	0,00	0,00	47,46	0,00	0,00	52,53
Não-ferrosos	5,02	0,00	0,00	13,21	0,00	0,00	18,23
Ferro-ligas	0,00	0,00	0,00	4,95	0,00	0,00	4,95
Químico	13,62	13,62	13,62	24,30	8,17	0,00	73,35
Cerâmica	9,48	0,00	0,00	31,85	15,80	0,00	57,13
Mineração/pelotiz.	6,51	0,00	0,00	35,41	0,00	0,00	41,91
Têxtil	0,73	1,10	1,83	0,00	0,37	0,73	4,76
Outros	4,56	0,00	11,41	10,18	1,71	0,00	27,86
Ferro/Aço	52,82	0,00	0,00	109,91	106,08	17,61	286,42
Papel/Celulose	3,08	0,00	6,16	0,00	2,41	0,00	11,65
Refino	0,00	49,85	0,00	0,00	0,00	13,29	63,14
Setor completo	105,22	68,88	37,34	283,03	135,41	31,63	661,52

Fonte: Elaboração própria.



Fonte: Elaboração própria.

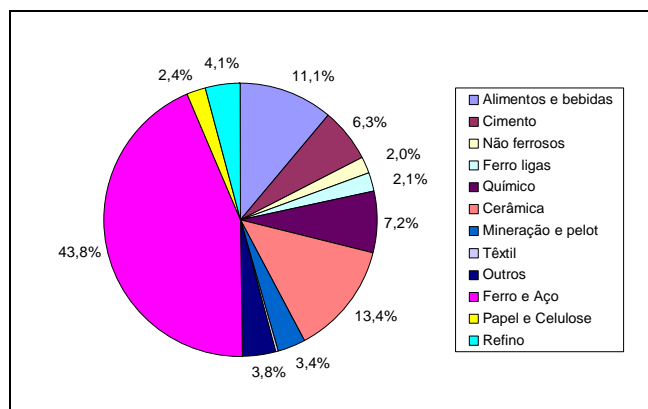
Figura 65 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões totais evitadas por medidas de eficiência energética entre 2010 e 2030.

Quando montado o quadro completo com todas as medidas de mitigação, novamente a maior contribuição recai sobre o setor de ferro e aço (44%), seguido do cerâmico (13%), alimentos e bebidas (11%), químico (7%) e cimento (6%), conforme indicado na Tabela 100 e Figuras 66 a 68. Setores têxtil, não-ferrosos, ferro-ligas e papel e celulose apresentam contribuições bastante baixas.

Tabela 100 - Emissões evitadas por tipo de medida de mitigação e por segmentos específicos para o potencial ajustado

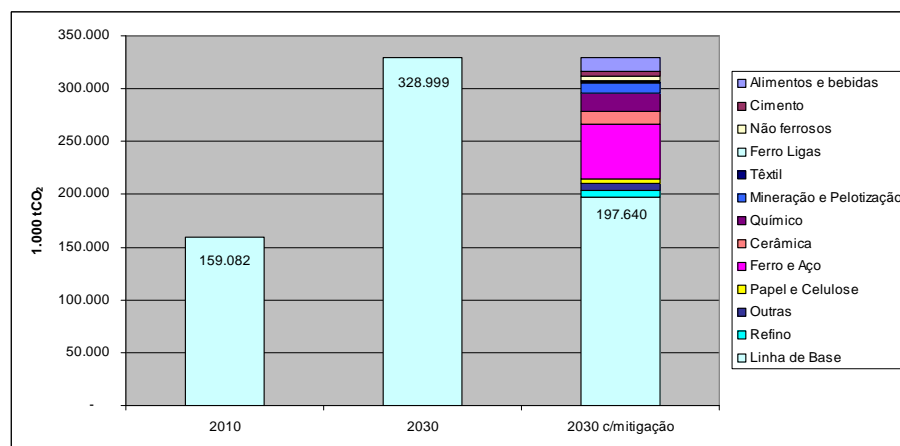
Setor Industrial	Total de emissão evitada de CO ₂ de 2010 a 2030 (em milhões tCO ₂)							
	Eficiência Energética	Reciclagem	Gás Natural	Solar	Biomassa	Refloresta-mento	Cogeração	Total
Alimentos/bebidas	19,58	0,00	3,18	3,60	3,20	57,24	83,41	170,22
Cimento	52,53	7,81	0,35	0,00	0,00	36,59	0,00	97,28
Não-ferrosos	18,23	7,84	4,90	0,00	0,00	0,46	0,00	31,44
Ferro-ligas	4,95	0,00	0,34	0,00	0,00	27,11	0,00	32,39
Químico	73,35	0,00	15,38	22,15	0,00	0,08	0,00	110,96
Cerâmica	57,13	5,85	1,66	0,00	0,00	140,58	0,00	205,23
Mineração/pelotiz.	41,91	0,00	9,71	0,00	0,00	0,00	0,00	51,62
Têxtil	4,76	0,00	0,64	0,00	0,00	0,15	0,00	5,54
Outros	27,86	2,26	4,51	0,00	0,00	23,55	0,00	58,19
Ferro/Aço	286,42	40,49	0,56	0,00	62,46	277,82	5,55	673,30
Papel/Celulose	11,65	10,55	2,52	0,00	3,57	3,42	4,83	36,54
Refino	63,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63,14
Setor completo	661,52	74,81	43,75	25,75	69,23	566,99	93,79	1.535,84

Fonte: Elaboração própria.



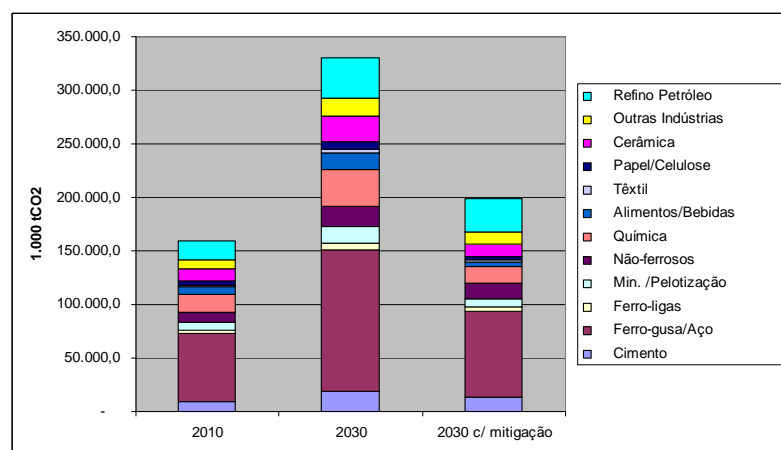
Fonte: Elaboração própria.

Figura 66 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões totais evitadas a partir a adoção de todas as medidas de mitigação entre 2010 e 2030 – potencial ajustado.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 67 – Contribuição do setores para o cenário de baixo carbono em 2030 – potencial ajustado.

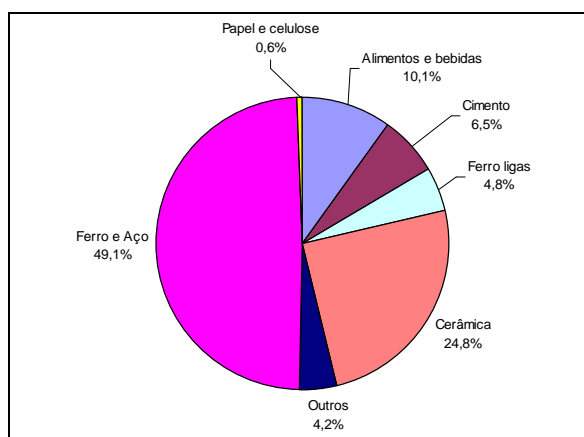


Fonte: Elaboração própria.

Figura 68 – Emissões de CO₂ por setores em 2010, 2030 no cenário base, e em 2030 com mitigação – potencial ajustado.

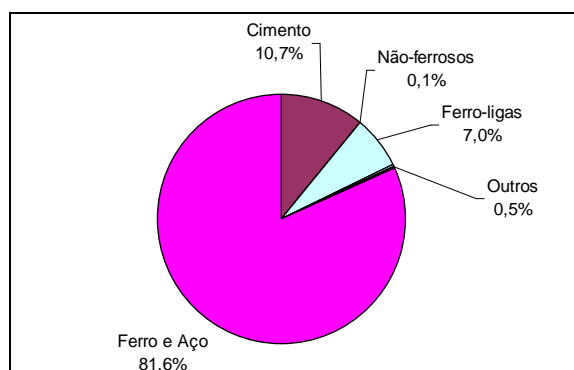
Na reciclagem de materiais, o destaque recai sobre o setor de ferro e aço. A troca inter-combustíveis (para o gás natural) e a medida de uso de energia solar têm maiores potenciais no setor químico; o uso de biomassa novamente no setor de ferro e aço e a cogeração de energia no setor de alimentos e bebidas (vide Tabela 100 anterior).

A questão do desmatamento, de acordo com a Figura 69, apresenta potencial muito elevado no setor de ferro e aço (49,1%), dado o elevado uso de carvão vegetal de desmatamento, conforme já assinalado. Mas outros setores também têm contribuições significativas advindas do emprego de lenha não-renovável, tais como os setores de cerâmica (24,8%), alimentos e bebidas (10,1%), entre outros. As Figuras 70 e 71 adiante detalham as contribuições dos setores considerando cada uma das biomassas de forma isolada.



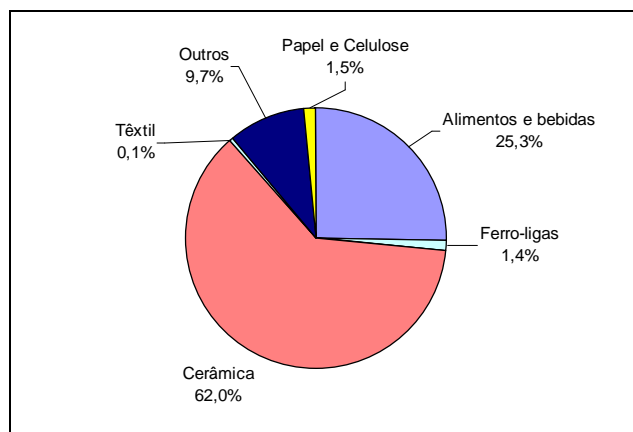
Fonte: Elaboração própria.

Figura 69 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões a serem evitadas a partir da medida de eliminação de biomassas de desmatamento entre 2010 e 2030.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 70 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões a serem evitadas a partir da medida de eliminação de carvão vegetal de desmatamento entre 2010 e 2030.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 71 - Contribuição percentual dos sub-setores nas emissões a serem evitadas a partir da medida de eliminação de lenha de desmatamento entre 2010 e 2030.

Dado o peso do setor de ferro e aço no potencial de abatimento das emissões de CO₂ pelo uso de biomassa, faz-se no Box 1 adiante um retrospecto mais detalhado sobre esta questão.

Box 1 - A questão da biomassa no setor siderúrgico

O setor de ferro e aço no Brasil tem um papel de destaque com relação ao uso de energia e de emissões de GEE. As emissões de CO₂ neste segmento atingiram 40% das emissões totais deste gás no setor, valor equivalente a cerca de 57,2 milhões de toneladas de CO₂ em 2007. Para uma produção de ferro-gusa projetada para 2030 em torno de 80 milhões de toneladas, estas emissões poderiam atingir cerca de 132 MtCO₂ naquele ano, mantida a atual matriz energética do setor, os níveis atuais de uso de carvão vegetal extraído de matas virgens, e caso nenhuma medida de mitigação venha a ser tomada. Portanto, trata-se de um valor bastante significativo, e muito próximo do que todo o setor industrial emite atualmente.

O emprego de carvão vegetal renovável representa uma boa oportunidade para o abatimento de emissões de carbono no setor. Podem ser adotadas, simultaneamente, a substituição parcial do coque mineral e o banimento do carvão vegetal atualmente proveniente de desmatamentos. Aliás, na medida em que se aumente o controle, fiscalização e outros instrumentos de restrição ao uso do carvão vegetal não-renovável, dentro de um cenário de legalidade e de acordo com as recentes propostas de combate ao desmatamento apresentadas pelo governo federal, naturalmente deve ocorrer uma migração dos produtores de ferro-gusa para o carvão mineral. Assim, o efeito danoso do desmatamento poderia ser amenizado, mas as emissões de CO₂ pelo emprego de um combustível fóssil aumentariam.

Dessa forma, tomando-se como premissa que as duas medidas relativas ao uso de biomassa (substituição parcial do carvão mineral e eliminação do carvão vegetal não-renovável) possam ser implementadas em conjunto, significa que somente o setor siderúrgico poderia ter um abatimento de 340,3 MtCO₂ no período de 2010 a 2030 (equivalente a 53,5% das emissões totais a serem abatidas através das duas medidas de uso de biomassa aplicadas ao setor industrial completo) (vide Quadro 1 a seguir). Observa-se que este montante pode ser tomado como um valor mínimo ou conservador, porque no cômputo realizado foram abatidas previamente as emissões evitadas por

medidas de eficiência energética e reciclagem de aço, de acordo com o desenvolvimento metodológico adotado no presente estudo para o “potencial de mitigação ajustado”.

Por outro lado, se considerado o chamado potencial bruto de abatimento, somente no setor siderúrgico, a adoção das duas medidas em conjunto resultaria em cerca de 451,0 MtCO₂ para o período de 2010-2030 no setor (vide Quadro 2), valor que representa perto de 55% de todo o potencial de mitigação por medidas de uso de biomassa renovável (eliminação de desmatamento e substituição de fontes fósseis) no setor industrial completo.

Quadro 1 - Emissões de CO₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 por medidas de mitigação a partir do emprego de biomassa renovável (potencial ajustado)

Setor	Substituição de fósseis por Biomassa		Eliminação de Biomassa Não-Renovável		TOTAL	
	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%
Siderurgia	62.457,65	90,2	277.820,23	49,0	340.277,88	53,5
Outros setores	6.776,37	9,8	289.172,51	51,0	295.948,88	46,5
TOTAL	69.234,02	100,0	566.992,74	100,0	636.226,76	100,0

Fonte: Elaboração própria.

Quadro 2 - Emissões de CO₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 por medidas de mitigação a partir do emprego de biomassa renovável (potencial bruto)

Setor	Substituição de fósseis por Biomassa		Eliminação de Biomassa Não-Renovável		TOTAL	
	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%
Siderurgia	99.772,60	22,1	351.262,77	77,9	451.035,37	100,0

Fonte: Elaboração própria.

7.5 Conclusões

Portanto, percorrendo-se as opções tecnológicas e ao se traçar as curvas de abatimento de emissões no período de 2010 a 2030, percebe-se que o potencial de mitigação é apreciável. Há medidas de maior impacto, como a de eficiência energética e a de eliminação do uso de biomassa não-renovável, e setores onde uma grande quantidade de CO₂ pode ser mitigada, como o de ferro e aço, por exemplo. Resta desenvolver a que custos e com que rentabilidade econômica tais medidas de baixo carbono podem ser introduzidas, conforme será tratado no Capítulo 8 a seguir.

8 AVALIAÇÃO ECONÔMICA E CUSTOS MARGINAIS DE REDUÇÕES DE EMISSÕES DE CO₂

O presente Capítulo trata da avaliação econômica para implementação das medidas de mitigação estudadas, enfatizando os custos marginais de abatimento. Para tal, foram estimados investimentos, custos com a energia e custos operacionais, tornando possível também obter as respectivas taxas internas de retorno para cada tipo de medida. De modo a estabelecer a perspectiva da viabilidade de implantação pelo ponto de vista do empreendedor, foram também calculados os custos de abatimento de emissões pelas taxas ou custos de oportunidade esperados pelo setor industrial (*break-even price carbon price*). Na parte final aplica-se uma análise de sensibilidade, variando-se a taxa de juros/custo de oportunidade, e o preço do petróleo.

8.1 Conceitos gerais

A implementação de medidas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, além da questão política, traz no seu bojo um conteúdo econômico extremamente importante de modo a subsidiar a tomada de decisão. Obviamente, após desenvolver uma avaliação de custos de mitigação, aquelas opções tecnológicas ou ações de menores custos e com melhores resultados devem ser priorizadas. De outro lado, aquelas mais onerosas, podem compor uma estratégia de prazo mais longo e fazer parte de negociações onde os custos totais possam ser repartidos entre vários atores.

Porém, uma avaliação de custos e da redução de danos ambientais de forma mais completa não é trivial, como também ainda é repleta de incertezas, apesar do progresso científico, de acordo o HALSNAES *et al.* (2007) no *Fourth Assessment Report (AR4)* do IPCC (2007). Segundo os autores, os esforços a serem feitos para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa não deveriam ser quantificados somente em função da redução dos danos esperados, mas também pelo valor que proporcionam na redução de riscos e de incertezas em todos os segmentos que possam ser afetados, ou seja, saúde, produção de alimentos e de energia, biodiversidade e na economia de um modo geral.

Portanto, idealmente, a contabilização de custos deveria considerar todas as mudanças nas fontes e setores demandados e impactados por uma dada medida ou

estratégia de mitigação em relação a uma situação de ausência de política. Na medida do possível uma abordagem metodológica para tal deveria incluir todos os recursos afetados e seus custos de implementação, incluindo não só os impactos econômicos, mas também os sociais e ambientais, embora estes dois últimos tenham dificuldades de mensuração⁵³.

Além dos pontos anteriores, as ações de mitigação de gases de efeito estufa ou para fixação e captura de carbono disputam os mesmos recursos que atividades econômicas e sociais demandam (HALSNAES *et al.*, 1998), o que naturalmente traz um problema adicional para tomadores de decisão. O que priorizar?

Com o objetivo de auxiliar a quantificação e a priorização de medidas de mitigação, alguns modelos macroeconômicos podem ser desenvolvidos, embora geralmente devam exigir um número excessivo de dados, além de alto grau de inter-relações e complexidade.

Análises tradicionais, mais simples, do tipo custo-benefício não conseguem esgotar todos os aspectos necessários para uma análise mais complexa, mas podem gerar indicadores interessantes e ajudar nos processos decisórios. Neste tipo de análise, um risco aceitável para a sociedade significa que os benefícios de mitigação superam seus custos. Assim, a regra padrão empregada pelos tomadores de decisão numa grande variedade de áreas é de que um risco seria aceitável quando o valor presente líquido resulta positivo para um determinado empreendimento (HALSNAES *et al.*, 2007). Assim, a mensuração de custos de abatimento se presta exatamente para valorar os recursos que a sociedade poderia abrir mão em favor de ações de combate às mudanças climáticas. Estes recursos são medidos em relação a “não fazer nada” em um cenário de referência, que representa um quadro no qual a economia seguiria sua trajetória natural, sem qualquer ação política de mitigação de gases de efeito estufa. Portanto, o conceito de custo refere-se a custos incrementais⁵⁴.

⁵³ Impactos ambientais, por exemplo, por vezes são expressos como custos de danos ou por impactos físicos. Portanto, se estes forem considerados, precisariam ser trazidos para unidades comparáveis ou tratados em modelos específicos, como, por exemplo, numa avaliação do tipo multi-critério (HALSNAES *et al.*, 1998).

⁵⁴ Custo de abatimento de emissões de gases de efeito estufa, por definição, deve ser avaliado como o custo de seguir uma estratégia de mitigação “incremental” em relação a um cenário de referência (HALSNAES *et al.*, 1998). Importante notar que, do ponto de vista de um país, há uma distinção de um custo total de um projeto e o custo incremental. Ambos conceitos são relevantes num processo decisório. O conceito de custo incremental é relevante para o ponto de vista social, enquanto o custo total de um projeto reflete mais os requisitos financeiros.

8.2 Cálculo dos custos marginais de abatimento de emissões de CO₂

Custo marginal de abatimento de emissões de GEE de um projeto, por definição, é a diferença entre o custo existente no cenário de referência e o custo no cenário com mitigação ou de baixo carbono, expresso monetariamente por unidade de massa de CO₂ equivalente (US\$ ou R\$/tCO₂e), logo um custo adicional. O termo custo geralmente denota um impacto negativo, enquanto benefício denota impacto positivo. Seguindo esse conceito, benefícios podem ser expressos por custos negativos. O custo de abatimento pode também ser entendido como preço, diante de decisões políticas num contexto global (ENKVIST *et al.*, 2007).

Uma das formas de apresentar os resultados de um cenário de mitigação de gases de efeito estufa se dá através do uso de curvas de custos marginais de abatimento (CCMA). Essa abordagem tem sido muito utilizada na avaliação de projetos de mitigação de GEE e em apoio à definição de políticas de combate à emissão desses gases (HALSNAES *et al.*, 1998). As CCMA são representadas graficamente e dão a dimensão das reduções possíveis de emissões e os respectivos custos individuais dos projetos de mitigação ou de sua atratividade econômica.

Estas curvas, de acordo com HALSNAES *et al.* (2007) e SCHAEFFER e SZKLO (2009), podem ser construídas segundo uma abordagem tecnológica/atividade, ou setorial/programa ou ainda macroeconômica.

As curvas de custo marginal de abatimento na abordagem tecnológica ou por atividade são as mais simples de serem construídas. Empregam técnicas e modelos de análise custo/benefício, menor necessidade de dados, e são mais fáceis de interpretar e compreender (SCHAEFFER e SZKLO, 2009). Nesta abordagem, cada opção tecnológica de mitigação ou atividade é avaliada separadamente, projeto a projeto, com relação aos custos existentes e as respectivas emissões evitadas de GEE num cenário de baixo carbono. Assim, a CCMA é construída com os resultados de cada uma das opções tecnológicas ou dos segmentos de forma isolada, não captando, portanto, os impactos ou efeitos de uma tecnologia ou atividade sobre outros setores e agentes da economia (HALSNAES *et al.*, 2007).

Na abordagem setorial/programa são gerados custos ao se comparar um portfólio de opções de mitigação de GEE em um cenário de baixo carbono comparativamente com as opções existentes na linha de base (SCHAEFFER e SZKLO, 2009). Há interdependência entre as medidas de mitigação e setores, ou seja, resultados

parcialmente obtidos exercem influência uns sobre outros. Parte-se da solução parcial ou individual, mas vão sendo processados ajustes na medida em que novas medidas ou setores vão sendo agregadas. Normalmente a modelagem exige vários modelos de equilíbrio parcial e modelos de simulação para criar a linha de base e os cenários de redução das emissões (HALSNAES *et al.*, 2007). Esta abordagem é bastante utilizada no setor de energia, onde determinados sub-setores têm influência ou impactos uns sobre outros. Portanto, por envolver inter-relações entre setores e medidas, deve expressar resultados de forma mais realista do que a abordagem tecnológica, embora não capture os efeitos sobre a economia como um todo.

Por fim, a abordagem macroeconômica se dá de forma semelhante à abordagem setorial, porém de modo ainda mais abrangente e integrada, contabilizando os efeitos diretos e indiretos de abatimento de opções tecnológicas e/ou setores sobre outros setores da economia. Implica em utilizar modelos de equilíbrio geral, modelos econométricos keynesianos e modelos de avaliação integrada (HALSNAES *et al.*, 2007). Embora os custos de abatimento obtidos nesta abordagem possam ser mais realistas, os modelos necessários são bem mais complexos, como também podem ter viabilização comprometida por limitação de dados.

Assim, considerando-se os objetivos do presente estudo, as vantagens e desvantagens de cada uma destas abordagens, a disponibilidade de dados e a factibilidade de realização, foram empregadas as abordagens por “tecnologia/atividade” e a “setorial/programa”. A primeira é aplicada no caso já citado do cálculo do potencial bruto das medidas de mitigação, ou seja, os resultados obtidos não têm inter-relações com os potenciais específicos de cada medida específica. A abordagem setorial pode ser considerada empregada no caso do cômputo do potencial ajustado, onde o resultado obtido de cada medida vai sendo descontado para o cálculo das medidas subseqüentes.

Em qualquer uma destas abordagens, os valores presentes líquidos das opções tecnológicas da linha de base e para o cenário de baixo carbono são comparados. Essa comparação, entretanto, não deve ser estática, o que leva em desenvolver uma trajetória de redução das emissões a partir da penetração das tecnologias de mitigação ao longo do tempo, portanto, uma avaliação dinâmica. Assim, foram adotados custos nivelados para o cômputo do custo de abatimento de cada alternativa. Finalmente, o conjunto das alternativas e seus respectivos potenciais de redução de emissões possibilitou a estruturação das curvas de custo de abatimento apresentadas adiante.

O custo marginal de abatimento leva em conta os investimentos necessários, os custos operacionais em geral (inclusive com os energéticos) e as economias em geral (HALSNAES *et al.*, 1998). Esse custo, para cada opção de mitigação, está determinado a partir do custo incremental com a implementação da medida em comparação com a linha de base e das emissões anuais evitadas de acordo com a Equação 5:

$$CA^{opção} = \frac{CAL^{baixocarbono} - CAL^{base}}{EA^{base} - EA^{baixocarbono}} \quad \text{Eq. (5)}$$

onde “CA” representa o custo de abatimento marginal da tonelada de CO₂ evitada de cada opção de mitigação; “CAL” representa o custo anual líquido da implantação da opção; “EA” é a emissão anual em cada cenário.

O custo anual líquido (CAL) (Equação 6) representa a diferença do custo de investimento anualizado e do resultado financeiro anual da implantação da opção. Este resultado financeiro é dado pela receita total e os gastos com operação e manutenção com a implantação da opção.

$$CAL = \frac{INV.r \cdot \frac{(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} + OM + COMB - REC}{(1+r)^{(n-2009)}} \quad \text{Eq. (6)}$$

onde “REC” representa a receita; “OM” o custo de operação e manutenção; “COMB” os gastos com combustível; “INV” o custo de investimento; “r” a taxa de desconto; “t” a vida útil do projeto; e “n” o ano de análise.

Esta metodologia permitiu realizar o cálculo da curva marginal de custo de abatimento a partir da comparação de alternativas segundo uma mesma taxa de desconto. No caso a taxa de desconto utilizada foi de 8% ao ano, acompanhando a taxa adotada no PNE 2030 (BRASIL, 2007a). Os cálculos foram realizados em planilhas Excel, conforme modelo apresentado no Anexo 2.⁵⁵

⁵⁵ Estas planilhas (Anexo 2) permitem avaliar o custo de abatimento e taxas internas de retorno por tipo de medida de mitigação e/ou por setores. Os dados de entrada principais são as quantidades de energéticos usados ano a ano, preços destes, investimentos, custos de energia e outros custos operacionais, vendas de energia (se for o caso), as emissões de CO₂, taxa de desconto, preço do petróleo (ao qual os demais combustíveis estão atrelados) e vida útil dos empreendimentos. Os resultados podem ser simulados processando-se mudanças nas taxas de desconto ou do preço do petróleo.

8.3 Avaliação das medidas de mitigação

Diante das dificuldades e complexidade apontadas no item anterior, a avaliação desenvolvida no presente estudo ateu-se a uma abordagem mais simples do tipo custo-benefício, desenvolvida tanto do ponto de vista social quanto na ótica privada (esta a ser apresentada posteriormente). Assim, para a contabilização dos custos de abatimento de carbono, foram considerados somente os investimentos líquidos necessários para cada tipo de opção tecnológica, os demais custos líquidos de O&M e de energia, e as economias e/ou receitas existentes. Ou seja, a estimativa se abstrai de custos indiretos e de outros benefícios que medidas de mitigação poderiam trazer. Assim, pôde-se obter fluxos de caixa para o período de 2010 a 2030 e as respectivas taxas internas de retorno (TIR), e estabelecer os custos marginais de abatimento de emissões de CO₂, conforme será tratado no itens a seguir.

As estimativas de investimentos foram conduzidas de acordo com o tipo de medida de mitigação e setor industrial tratado, e a disponibilidade da informação, empregando-se em alguns casos métodos indiretos, como, por exemplo, a partir de prazos de retorno típicos multiplicados pelas economias identificadas. Os investimentos também são espaçados ao longo do tempo de forma distinta, obedecendo prazos de vida útil e renovações de acordo com o tipo de opção tecnológica. Ou seja, medidas mais simples, como, por exemplo, a otimização da combustão, permitem poucos anos de investimento e renovações após completar a vida útil (10 anos). Para medidas mais complexas e caras, os investimentos estão distribuídos ao longo de 20 anos (até 2030).

Os custos operacionais no presente estudo são dados principalmente pelos custos com os energéticos, e alguns outros de O&M específicos aplicáveis em certas medidas. Os preços dos energéticos utilizados nos cálculos foram atrelados ao preço vigente do barril de petróleo⁵⁶ em de janeiro de 2009 (US\$ 40,00/barril) (vide Tabela 101), e acompanham, para o período de 2010 a 2030, as projeções de preço deste insumo com base no PNE 2030, indicadas na Tabela 102.

⁵⁶ À primeira vista pode-se imaginar que energéticos como o carvão mineral, lenha ou o carvão vegetal não possam ter seus preços atrelados ao preço do petróleo. Mas essa inter-relação de fato ocorre, e vem sendo percebida ao longo dos anos. Sempre que ocorre uma súbita elevação do preço do petróleo, demais energéticos acompanham, mesmo que numa menor proporção, inclusive aqueles de desmatamento, dado o aumento da demanda.

Tabela 101 - Preços dos combustíveis (base janeiro/2009)

COMBUSTÍVEIS	Preços (US\$/tep)	COMBUSTÍVEIS	Preços (US\$/tep)
Gás Natural	516,53	GLP	1.023,75
Carvão Vapor	110,00	Querosene	1.106,49
Carvão Metalúrgico	122,85	Gás	422,83
Lenha	105,57*	Coque Carvão Mineral	131,75
Produtos da Cana	170,72	Carvão Vegetal	150,8*
Outras Fontes Primárias	178,25	Outras Sec. Petróleo	212,65
Óleo Diesel	1.071,54	Alcatrão	212,65
Óleo Combustível	473,98	-	-

* média entre combustível de desmatamento e renovável (plantado).

Fonte: Elaboração própria a partir de preços praticados entre dez/08 e jan/09, coletados junto à ANP, setor siderúrgico, empresas cerâmicas no Rio de Janeiro e UNICA.

Tabela 102 – Estimativa de preços do barril de petróleo para o período de 2010 a 2030

Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
US\$/barril	40	45	46	47	48	49	50	50	50	50	45

Ano	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
US\$/barril	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

Fonte: Elaboração a partir de BRASIL (2007a).

8.3.1 Medidas de eficiência energética

i) Estimativas de investimentos, principais custos e economias

As estimativas de investimentos para as medidas de eficiência energética foram desenvolvidas através de duas abordagens – obtenção de dados diretos de custos de algumas tecnologias ou através de cálculos indiretos. No primeiro caso, em particular para aquelas tecnologias ligadas a novos processos em alguns setores, foi possível obter estimativas da literatura, de acordo com capacidades produtivas, portes e outros elementos. No segundo caso, onde houve dificuldade de obter referências diretas destes custos, foi possível proceder, caso a caso, um cálculo indireto a partir das economias identificadas (em valor) e dos prazos de retorno típicos esperados (também extraídos da literatura), adotando-se o critério de *pay-back* simples. As especificidades de cada medida de eficiência energética estão tratadas a seguir.

Medidas ligadas à otimização da combustão geralmente têm prazos de retorno muito curtos, podendo variar entre 1 a 2 anos (INT, 2007, US/DOE, 2008), dependendo do custo do combustível envolvido. Excepcionalmente, no caso de combustíveis muito baratos (bagaço de cana e lenha) ou da implementação de sistemas de combustão mais

sofisticados e caros, pode-se considerar prazos de retorno mais dilatados (ENERGETICS, 1998). Portanto, combinando-se prazos de retorno típicos em função dos combustíveis usados às economias estimadas em cada segmento, foi possível obter os investimentos necessários.

Método assemelhado foi aplicado às demais medidas ligadas à área de uso de vapor, com base em trabalhos do Department of Energy dos EUA (US/DOE, 2008, 2006, 2002a e 2002b), do Lawrence Berkeley National Laboratory - LBNL (2004) e da ENERGETICS /E3M (2004).

Para o tema recuperação de calor, onde se prevê a integração de processos, contou com estimativas encontradas em: ALSEMA (2001), DE BEER (1998), WORRELL e GALITSKY (2005) e MOREIRA *et al.* (2008).

O item mais complexo foi, sem dúvida, a estimativa de novos processos, cujos prazos de retorno de investimentos são mais dilatados, como a faixa de investimentos pode ser mais ampla. A fonte de informação mais completa é MARTIN *et al.* (2000), onde existem estimativas para vários segmentos, tanto de prazos de retorno quanto de investimentos. Mas alguma informação complementar também está disponível em: IEA (2008a), IEA (2007), WORRELL *et al.* (2004), PHYLIPSEN *et al.* (2002) e DE ANDRADE *et al.* (2002).

Os investimentos totais estimados para a implementação do conjunto de medidas de eficiência energética atingiram cerca de US\$ 27,7 bilhões (em valor presente), aplicáveis ao longo do período de 2010-2030, conforme mostrado na Tabela 103. A medida de maior representatividade é destacadamente a relativa aos novos processos, correspondendo a 61% dos investimentos totais para esse bloco de eficiência energética. Deve-se observar que a estimativa de investimentos para o potencial bruto e ajustado para as medidas de eficiência energética não se modifica, tendo em vista que no cálculo ajustado estas medidas foram as primeiras escolhidas para serem processadas.

Tabela 103 - Investimentos, custos de energia e economia para as medidas de eficiência energética em valores presentes (10⁶ US\$)

	Investimento	Custo da Energia na Linha de Base	Custo da Energia na Linha de Baixo Carbono	Economia
Otimização da Combustão	1.098,4	321.673,8	315.961,4	5.712,5
Sistemas de Recuperação de Calor	2.370,0	321.673,8	316.988,9	4.684,9
Recuperação de Vapor	514,8	321.673,8	317.565,4	4.108,4
Recuperação de Calor em Fornos	4.745,8	321.673,8	310.024,6	11.649,2
Novos Processos	17.027,3	321.673,8	310.439,5	11.234,3
Outras Medidas de UEE	1.961,9	321.673,8	320.337,1	1.336,8
TOTAL	27.718,3	1.930.043,0	1.891.316,9	38.726,1

Fonte: Elaboração própria

Procedendo-se a distribuição por setores, mostrada na Tabela 104, nota-se que o segmento de ferro e aço é responsável por cerca de 51,4% da demanda de recursos para as medidas de eficiência energética, seguido do setor de refino de petróleo com 13,6%.

Tabela 104 - Resumo das estimativas de investimentos necessários para medidas de eficiência energética por setores

	Investimentos em VP (milhões US\$)	%
Alimentos e bebidas	527,2	1,9
Cimento	1.343,42	4,8
Ferro e aço	14.243,77	51,4
Não-ferrosos	457,18	1,6
Ferro-ligas	127,83	0,5
Papel e celulose	435,46	1,6
Químico	2.323,85	8,4
Cerâmica	2.498,63	9,0
Mineração / pelletização	1.065,05	3,8
Têxtil	134,91	0,5
Outras indústrias	788,98	2,8
Refino de Petróleo	3.772,01	13,6
TOTAL	27.718,29	100,0

Fonte: Elaboração própria.

ii) Custos de abatimento

Conforme visto, as medidas de eficiência energética resultaram num potencial de abatimento de 661,516 milhões tCO₂, tornando este bloco o principal dentre as medidas de mitigação de emissões de CO₂ no setor industrial. Os resultados apresentados na Tabela 105 a seguir resumem os principais parâmetros considerados nas avaliações e os resultados econômicos para cada uma das seis medidas específicas adotadas.

Geralmente as medidas de eficiência energética apresentam investimentos não muito elevados, prazos de retornos mais rápidos, taxas internas extremamente elevadas e custos de abatimento negativos (sem arrependimento). Foram encontradas, entretanto, duas exceções. A primeira, com relação à medida de implantação de novos processos, que no seu conjunto para vários processos em setores diversos, não teria atratividade econômica, apesar de indicar um custo de abatimento negativo (-5,4 US\$/tCO₂). A segunda, ligada às “outras medidas de eficiência energética” que, quando o setor de refino de petróleo é incluído no bloco⁵⁷, causa um desbalanceamento, comprometendo a rentabilidade econômica da medida (custo positivo de abatimento de 237,7 US\$/tCO₂). Caso o setor de refino fosse tratado separadamente, esta medida com um todo, para os demais segmentos industriais, acompanharia o padrão anterior do bloco “eficiência energética”, ou seja, também teria elevada taxa interna de retorno e custo de abatimento negativo (37,1% e -35,6 US\$/tCO₂, respectivamente).

Tabela 105 - Resumo dos principais parâmetros econômicos para a implementação de medidas de eficiência energética no período 2010-2030 (taxa de 8% ao ano)

	Investimento Total (VP) (US\$ milhões)	Número de Anos de Investimento	Custo da Energia (US\$ milhões)	Custo de O&M (US\$ milhões)	Vida Útil (anos)	Resultado Líquido (milhões US\$2009)	TIR (%)	Emissões Evitadas Totais (milhões toneladas CO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8% a.a.)
Otimização da combustão	1.098,450	2ciclos de 5anos +1ano	(5.712,46)	-	10	4.614,0	79,6	105,216	-113,8
Sistemas recuperação calor	2.369,969	1 ciclo de 5 anos + 1ano	(4.684,93)	274,15	15/20	310,0	50,5	68,884	-33,0
Recuperação de vapor	514,782	1 ciclo de 5 anos + 1ano	(4.108,39)	-	20	3.593,6	76,6	37,341	-251,3
Recuperação calor /fornos	4.745,839	1 ciclo de 10 anos + 1ano	(11.649,21)	-	20	6.903,4	26,8	283,035	-74,3
Novos processos	17.027,318	1 ciclo de 20 anos	(11.234,34)	-	35	-5.793,0	Não há	135,410	-5,4
Outras medidas de eficiência	1.961,928	1 ciclo de 20 anos (todos setores) e 1 ciclo de 10 anos (refino)	(1.336,77)	1.421,50	5/15	-2.046,7	Não há	31,630	237,7
TOTAL	27.718,29		(38.726,10)	1.695,65			16,5	661,516	-57,2

Fonte: Elaboração própria.

⁵⁷ Em particular, a medida específica no setor de refino que elevou os investimentos e inviabilizou economicamente o conjunto chamado “outras medidas” foi a relativa ao controle de incrustações e à implantação de sistemas automáticos de controle. Este resultado coincide com as conclusões de SCHAEFFER e SZKLO (2009) num trabalho para o Banco Mundial.

8.3.2 Medidas de reciclagem e economia de materiais

i) Estimativas de investimentos, principais custos e economias

Os investimentos para as medidas de reciclagem e economia de materiais seguiram uma abordagem diferenciada do roteiro desenvolvido para eficiência energética. Na verdade, o cômputo das economias pela reciclagem, se desenvolvido com rigor empresarial, implicaria numa grande variedade de fatores de custos, tais como: investimentos em equipamentos, custos de O&M em geral, custos com a energia e com as matérias-primas, pontos que tornariam a compilação de dados bastante complexa.

Alternativamente, com o objetivo de ter uma estimativa aproximada das economias principais e dos investimentos, optou-se em desenvolver um cálculo partindo-se somente das economias com os insumos energéticos e as matérias-primas para cada setor onde as medidas de reciclagem fossem aplicáveis. Sobre as economias totais encontradas, estimou-se um investimento padrão de 15%, tendo em vista que os processos de reciclagem já estão estabelecidos nas empresas, havendo a necessidade somente de ampliação de coleta seletiva e nos processos de separação/classificação de materiais, cujo custo de capital não é demasiadamente elevado, segundo o CEMPRE (2009).

Setor de Ferro e Aço

A estimativa da economia pelo aumento da taxa de uso de sucata no setor siderúrgico é bastante complexa, pois existem diversos fatores e custos a serem considerados. Numa abordagem simplificada, comparou-se o aumento do emprego de sucata na rota em forno elétrico e a produção pela rota através de alto-fornos com emprego de coque mineral. Na primeira rota, há uma grande proporção de sucata e de ferro-gusa adquirido de terceiros, e na segunda rota predomina o emprego de minério de ferro e uma pequena quantidade de sucata.

Pelo lado das matérias-primas, há uma nítida vantagem para o minério de ferro. O preço unitário da sucata chega a ser 60% superior ao preço da tonelada de minério de ferro (ABMBRASIL, 2008, SINDILAB, 2009), muito embora essa diferença se reduza quando são comparados os teores de ferro presentes nos dois produtos (nos *pellets* de minério há somente 70% de ferro em massa). Outros custos com a preparação das

matérias-primas devem atenuar a desvantagem do custo da sucata, mas não impedem de esta rota ser mais cara.

Na parte energética, grosso modo, os custos podem ser comparados com base nos consumos específicos típicos ideais para as duas rotas tecnológicas, apresentados por WORREL *et al.* (2008): 14,8 GJ/t aço nos alto-fornos e 2,6 GJ/t aço para redução/fusão elétrica. Se considerados os preços dos energéticos (US\$ 131/tep para o coque mineral e de US\$ 55/MWh para a energia elétrica)⁵⁸, e uma produção de 1,32 milhões de aço (quantidade de sucata adicional), haveria uma pequena vantagem para o uso da sucata, resultando em cerca de US\$ 9,4 milhões de economia (base 2007). Esse valor, entretanto, é praticamente desprezível diante da magnitude dos empreendimentos.

Em suma, se comparados os custos de matéria-prima e de energia, há uma tendência de os custos operacionais com a sucata de ferro na rota elétrica serem mais elevados. A vantagem econômica nestes empreendimentos elétricos pode-se dar através de outros custos de O&M, aqui não computados, e principalmente pelo menor custo de capital do empreendimento (CHEVRAND, 2000, US/EPA, 2008).

Para efeito de cálculo, anotado no quadro síntese adiante (Tabela 106), adotou-se apenas a economia com a energia, de US\$ 9,4 milhões, com base 2007.

Cimento

O cômputo das economias pelo uso de aditivos em substituição de parte da produção de clínquer provém da redução do uso de combustíveis e da própria economia pela diferença de custos entre fabricar o clínquer e adquirir estes aditivos, principalmente escória de alto-forno.

O ponto de partida foi a quantidade estimada de redução de clínquer (4%), as quantidades de combustíveis poupadas (118 mil tep/ano) definidas no Capítulo 6.2.2.1 e seus preços. Obteve-se uma economia de US\$ 52,5 milhões para o ano de 2007.

No cálculo da diferença de custos para produzir o clínquer versus a aquisição de escória de alto-forno, adotou-se 50 US\$/t e 9 US\$/t, respectivamente para cada produto (RADIOBRAS, 2009). A economia encontrada foi de US\$ 55,7 milhões (base 2007), equivalente a produção de 39,539 milhões t de cimento (sendo 81% de clínquer).

Assim, somando-se os dois itens, obteve-se uma economia total de US\$ 108,2 milhões, demonstrando o quão interessante é empregar aditivos na fabricação de

⁵⁸ Todos esses parâmetros são extremamente variáveis. No caso da energia elétrica, o preço indicado se refere a auto-produção.

cimento, apesar de terem sido computadas outras reduções de custos de O&M, energia elétrica etc.

Papel e Celulose

No setor de papel e celulose, o cálculo também segue a economia de energia e de polpa de celulose. Partiu de um índice de 10% de reciclagem sobre a produção total, ou seja, 900 mil toneladas de celulose poupada (BRACELPA, 2008). A economia de matéria-prima, de US\$ 433,5 milhões, resultou da diferença entre os preços da polpa virgem (US\$ 657/t) e das aparas de papel usado (US\$ 175/t) (valores obtidos em Valor Econômico-SP/Agência SEBRAE de Notícias de 15/02/2008).

A economia de energia foi calculada a partir da economia líquida de 7 GJ/t de celulose, de acordo com dados da EPE (2008) e CEPI (2006), e resultou em US\$ 66,5 milhões anuais. Somando-se o ganho advindo do menor custo com a matéria-prima e o ganho energético, obteve-se uma economia de US\$ 500,0 milhões/ano.

Alumínio (setor Minerais Não-Ferrosos)

No setor de alumínio foi admitido um aumento da taxa de reciclagem de 10%, que representa uma economia de 95% de energia elétrica no processo de fusão. O custo com a sucata de alumínio supera levemente o custo da alumina bruta, praticamente não interferindo no ganho conseguido com a economia de energia elétrica. Considerando um consumo no refino de alumínio de 15 MWh/t alumínio (ABAL, 2008), o custo da eletricidade de US\$ 30/MWh (geração hidroelétrica própria), e a produção de 1,655 milhões de toneladas de alumínio, encontra-se uma economia de cerca US\$ 70,6 milhões (base 2007).

Vidro (setor “Outros”)

No setor de fabricação de vidro, a economia existente provém tanto da energia poupada na fusão do vidro quanto das matérias-primas poupadas (barrilha, areia e demais aditivos). Estas matérias-primas, considerando os preços destes materiais em 2009 e uma taxa de reciclagem adicional de 15%, trariam numa economia de cerca de US\$ 105,0 milhões anuais (base 2007) (de acordo com premissas da ABIVIDRO, 2008). A economia de combustíveis obtida pelo aumento de 15% de reciclados resultaria em 4,5% (conforme explicado no Capítulo 6.2.2.5), correspondendo a mais

US\$ 15,9 milhões. Assim, o total poupado alcança cerca de US\$ 120,9 milhões anuais (base 2007).

Cerâmica

No setor de cerâmica, foi computada a economia de energia existente advinda da redução de perdas no processo fabril e a economia de matérias-primas. A estimativa das perdas totais partiu das premissas apresentadas no item 6.2.2.4, onde foram considerados: a produção total do setor, um índice total de perdas financeiras de 10% (energia e matérias-primas), obtendo-se uma economia total de US\$ 190,9 milhões anuais (base 2007).

• Síntese dos Resultados para Reciclagem

A Tabela 106 apresenta uma síntese para as economias encontradas e dos investimentos estimados com base em 2007, setor a setor. A Tabela 107 mostra o quadro resumo dos investimentos e custos considerados nos cálculos dos abatimentos de CO₂.

Tabela 106 - Síntese das economias e investimentos com base em 2007 para reciclagem e economia de materiais

	Economia com energia e matérias-primas (milhões US\$)	Investimento (milhões US\$) (cálculo ajustado)
Ferro e aço	9,4	1,4
Cimento	108,2	16,2
Papel e celulose	500,0	75,0
Alumínio	70,6	10,6
Vidro	120,9	18,1
Cerâmica	190,9	28,6
Total	1.000,0	150,0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 107 - Investimento total e custos de energia para a medida de reciclagem e economia de materiais

Medida de Mitigação	Linha de Base (valor presente) (milhões US\$)		Linha de Baixo Carbono (valor presente) (milhões US\$)	
	Investimento	Custo da Energia	Investimento	Custo da Energia
Potencial bruto	-	282.947,7	183,4	279.873,7
Potencial ajustado	-	282.947,7	156,8	280.215,3

Obs.: os ganhos econômicos com matérias-primas não foram considerados na avaliação econômica final. Estão considerados somente os ganhos energéticos.

Fonte: Elaboração própria.

ii) Custos de abatimento

Similarmente às medidas de eficiência energética, a adoção da reciclagem nos segmentos avaliados resulta em custos negativos por tonelada de CO₂ evitada, conforme indicado na Tabela 108, ou seja, em tese não haveria a necessidade de financiamento para promover a redução das emissões. As taxas internas de retorno encontradas também são bastante altas (> 180%) e os investimentos necessários pelo lado das empresas recicladoras não são muito elevados. Porém, pelo lado do poder público nos municípios haveria a necessidade de ações no sentido de ampliar a coleta seletiva, como também de algum investimento nos grupos intermediários que atuam como elo entre aqueles que descartam e os que irão reprocessar os materiais.

Tabela 108 - Resultados econômicos consolidados para o conjunto das medidas de reciclagem e economia de materiais

	Investimento Total (VP) (US\$ milhões)	Número de Anos de Investimento	Custo da Energia (US\$ milhões)	Custo de O&M (US\$ milhões)	Vida Útil (anos)	Resultado Líquido (milhões US\$2009)	Taxa Interna de Retorno (%)	Emissões Evitadas Totais (milhões toneladas CO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8% a.a.)
Potencial bruto	183,427	1ciclo de 5anos +1ano	(3.074,0)	-	20	2.890,551	183,3	92,596	-74,9
Potencial ajustado	156,776	1ciclo de 5anos +1ano	(2.575,7)	-	20	2.575,668	190,3	74,815	-82,6

Fonte: Elaboração própria.

8.3.3 Substituição de combustíveis fósseis por gás natural

i) Estimativas de investimentos, principais custos e economias

Para as estimativas da ampliação do uso do gás natural visando a substituição de combustíveis fósseis com maior poder de emissão, estão simuladas duas situações distintas. A primeira que trata o uso do gás natural sob o ponto de vista das indústrias consumidoras (aqui chamado GN1), ou seja, onde se prevê investimentos somente nas conversões e adaptações dos equipamentos, e cômputo da diferença de custos operacionais. A segunda situação analisa a ampliação do uso do gás do ponto de vista das empresas transportadoras e distribuidoras (chamada de GN2), que teriam que realizar um investimento de grande vulto para a construção de gasodutos e de redes de distribuição de gás. Nas duas situações foram empregados valores típicos de instalações

praticados no país, disponíveis em BRASIL (2007e) e em HENRIQUES JR. e VILLAR (2009).

ii) Custos de abatimento

Nota-se que, pelo ponto de vista das empresas (GN1), o fato de o custo operacional com o uso do gás natural ser superior aos custos dos demais combustíveis, os investimentos a serem efetuados, embora baixos, não encontram atratividade econômica⁵⁹. Além disso, o custo de abatimento de CO₂ também se mostrou elevado.

Pela ótica das empresas distribuidoras de gás natural (GN2), há um resultado financeiro positivo, tímido, apresentando uma taxa de retorno de 12% (no potencial ajustado)⁶⁰, e um valor de abatimento de carbono negativo. No potencial bruto a TIR aumenta para 16,4%, podendo tornar o empreendimento interessante do ponto de vista empresarial (vide Tabela 109).

Tabela 109 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a medida - uso do gás natural

	Investimento Total (VP) (US\$ milhões)	Número de Anos de Investimento	Resultado Líquido (milhões US\$2009)	Taxa Interna de Retorno (%)	Emissões Evitadas Totais (milhões toneladas CO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8% a.a.)
Potencial bruto						
GN1 / Maior uso do Gás Natural (empresas consumidoras)	59,496	1 ciclo de 20 anos	- 9.892,035	Não há	52,487	572,80
GN2 / Maior uso do Gás Natural (empresas distribuidoras)	1.831,869	1 ciclo de 20 anos	770,155	16,4	52,487	-81,5
Potencial ajustado						
GN1 / Maior uso do Gás Natural (empresas consumidoras)	59,496	1 ciclo de 20 anos	- 8.563,074	Não há	43,745	594,76
GN2 / Maior uso do Gás Natural (empresas distribuidoras)	1.831,869	1 ciclo de 20 anos	335,159	12,0	43,745	-67,17

Obs.: vida útil dos empreendimentos de 30 anos.

Fonte: Elaboração própria.

⁵⁹ Geralmente as empresas auferem outros ganhos com o uso do gás, viabilizando seu emprego. Esses ganhos estão geralmente associados à melhoria da qualidade de produtos, redução de perdas de produção, eliminação de estoque de combustível e ainda ganho financeiro, uma vez que o pagamento do consumo do gás se dá posteriormente ao seu uso, diferentemente dos demais combustíveis líquidos e sólidos.

⁶⁰ Uma TIR de 12% para infraestrutura pode ser considerada boa.

8.3.4 Uso de energia solar

i) Estimativas de investimentos, principais custos e economias

Para o uso de energia solar térmica partiu-se do custo de coletores praticado no mercado nacional, segundo alguns fabricantes (SOLARTEC, 2009, HELIOTEK, 2009). A base adotada foi de US\$ 1.000,00 por coletor e 1,4 coletor por tep de energia fóssil substituída (MAZZON e MESQUITA, 2005). A Tabela 110 resume as quantidades de energia e os investimentos para a aplicação da energia solar.

Tabela 110 - Reduções de energia fóssil e investimentos em coletores solares (cálculo ajustado)

Setores	Energia fóssil a ser substituída (1.000 tep)	Número de coletores necessários	Investimento (milhões US\$)
Alimentos	79,6	108.152	98,3
Químico	386,4	525.000	477,3

Obs.: os investimentos indicados poderiam ser sensivelmente aumentados pela incorporação de custos de instalação.

Fonte: Elaboração própria.

ii) Custos de abatimento

Para o emprego da energia solar térmica os resultados encontrados são bastante favoráveis para o potencial ajustado. O custo de abatimento é negativo e há uma taxa de retorno significativa, conforme indicado na Tabela 111. Contudo, a TIR para o potencial bruto mostra-se baixa num enfoque privado, dado que os investimentos aumentam bastante e não apresentam um retorno proporcional.

Tabela 111 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a medida sobre o uso de energia solar

	Investimento Total (VP) (US\$ milhões)	Número de Anos de Investimento	Custo da Energia (US\$ milhões)	Custo de O&M (US\$ milhões)	Vida Útil (anos)	Resultado Líquido (milhões US\$2009)	Taxa Interna de Retorno (%)	Emissões Evitadas Totais (milhões toneladas CO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8% a.a.)
Potencial bruto	1.978,690	2ciclos de 5anos +1ano	(2.132,2)	---	10	153,554	11,0	39,930	-7,3
Potencial ajustado	734,671	2ciclos de 5anos +1ano	(2.127,1)	---	10	1.392,409	52,7	25,752	-128,0

Fonte: Elaboração própria.

8.3.5 Substituição de fontes fósseis por biomassas

i) Estimativas de investimentos, principais custos e economias

Para o uso de carvão vegetal na siderurgia foi necessário estipular os investimentos necessários para o parque industrial (compreendendo os alto-fornos siderúrgicos), para as unidades de carvoejamento e ainda para as plantações energéticas (a partir de eucalipto).

Para a parte industrial, o aporte financeiro necessário situou-se ligeiramente acima dos investimentos necessários para a ampliação da produção de gusa através do carvão mineral. Para o cenário de baixo carbono proposto, foi estimada a construção de cerca de 109 alto-fornos alimentados por carvão vegetal renovável e de somente 6 alto-fornos a carvão mineral até 2030, de forma a atender a produção de ferro-gusa estimada para 2030 (perto de 80 milhões toneladas). De outro lado, no cenário de referência seriam 12 novos alto-fornos a carvão mineral contra 56 alimentados com carvão vegetal. As estimativas de custos com os fornos foram estruturadas com base em informativos eletrônicos sobre investimentos nas empresas Belgo-Mineira, Cosipar, Usipar e CSA (BELGO-MINEIRA, 2009, ABMBRASIL, 2008 e ABM, 2008), e estão indicados na Tabela 112.

Tabela 112 - Parâmetros econômicos para o cálculo de investimentos na parte industrial na produção siderúrgica

Tipo de siderurgia	Capacidade média dos fornos (10 ³ t)	Estimativa de custos para fornos / unidades completas (10 ⁶ US\$)
Com coque mineral	1.700	650.000
Com carvão vegetal	180	30.000

Obs.: esta tabela apresenta valores médios. Tanto as capacidades e quanto os valores podem variar bastante.

Fonte: Elaboração própria.

Na parte florestal, os investimentos se referem ao plantio, manutenção e corte das florestas, e o transporte da madeira. Para as plantações de eucalipto, o valor médio estipulado foi de US\$ 2.300,00 por hectare e produtividade de 35 m³ de madeira/hectare, com base nos artigos de RAPASSI *et al.* (2008), DOSSA *et al.* (2002) e EMBRAPA (2003 e 2007). A Tabela 113, agora incorporando também os demais setores que intensificariam o uso lenha, mostra as áreas necessárias para prover as quantidades demandadas de biomassas renováveis em substituição às fontes fósseis,

além dos respectivos investimentos para o potencial bruto e potencial ajustado. No cálculo ajustado, os valores totais atingem cerca de US\$ 2,164 bilhões equivalentes a uma área plantada de 941 mil hectares.

Para a operação de carvoejamento, foi adotado o valor de médio de US\$ 21,73/t para as conversões de lenha a carvão vegetal, incluindo o transporte, com base em SAMPAIO E PINHEIRO (2008), HOMMA *et al.* (2006) e FERREIRA (2000a).

Tabela 113 - Áreas necessárias de plantio e custos para as biomassas - cálculo potencial bruto e potencial ajustado

Sector	Energético a ser substituído	Energético substituto	Quantidades de fontes fósseis a serem substituídas (tep)	Área total de florestas (mil hectares)	Custos das florestas (mil US\$)
POTENCIAL BRUTO					
Siderurgia	Carvão e coque mineral	Carvão vegetal	22.282,09	1.432,59	3.294.958
Alimentos/ Bebidas	Óleo combustível	Lenha	1.546,24	37,86	87.068
Papel/ Celulose	Óleo combustível	Lenha	1.238,54	30,32	69.741
TOTAL			25.066,87	1.500,77	3.451.767
POTENCIAL AJUSTADO					
Siderurgia	Carvão e coque mineral	Carvão vegetal	13.565,33	896,80	2.062.644
Alimentos/ Bebidas	Óleo combustível	Lenha	998,24	24,44	56.211
Papel/ Celulose	Óleo combustível	Lenha	796,35	19,50	44.842
TOTAL			15.359,92	940,74	2.163.697

Nota: O cálculo da área plantada segue o método considerando o ciclo de 7 anos de crescimento das árvores de eucalipto e o ciclo total de 21 anos. Como há rebrota, no oitavo ano de cada área plantada inicialmente é necessário processar um abatimento da área a ser plantada de modo a não superestimar a área necessária.

Fonte: Elaboração própria.

ii) Custos de abatimento

A Tabela 114 apresenta os resultados econômicos principais para a substituição de combustíveis fósseis por biomassas. Os custos de abatimento para a taxa de 8% ao ano, embora positivos, não são muito elevados, quando se consideram taxas de carbono ou valores comercializados no mercado. O maior problema, entretanto, é a baixa atratividade econômica dos empreendimentos (ausência de taxa interna de retorno).

Tabela 114 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a implementação do uso de biomassa

	Investimento Total Líquido (VP) (US\$ milhões)	Número de Anos de Investimento	Custo da Energia (US\$ milhões)	Custo de O&M (US\$ milhões)	Vida Útil (anos)	Resultado Líquido (milhões US\$2009)	TIR (%)	Emissões Evitadas Totais (milhões toneladas CO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8% a.a.)
Potencial bruto	1.909,8	1 ciclo de 20 anos	-1.450,3	415,3	35 p/ bens e 21 p/ florestas	-874,807	Não há	110,291	5,2
Potencial ajustado	1.367,0	1 ciclo de 20 anos	-917,1	251,4	35 p/ bens e 21 p/ florestas	-701,218	Não há	69,234	8,9

Fonte: Elaboração própria.

8.3.6 Eliminação de biomassas não-renováveis

i) Estimativas de investimentos, principais custos e economias

A eliminação de carvão vegetal e lenha não-renováveis foi aplicada a todos os setores industriais onde este tipo de prática acontece, conforme Tabela 90 do Capítulo 7.2. A metodologia de cálculo segue o mesmo roteiro e premissas de investimentos aplicados à medida anterior, atendo-se somente à parte florestal e à preparação do carvão vegetal (carvoejamento).

Conforme mencionado, esta opção tecnológica trata de extinguir toda a biomassa não-renovável empregada, substituindo-a por biomassa integralmente renovável a partir de 2017. As quantidades a serem substituídas de biomassa entre 2017 e 2030 estão indicadas na Tabela 115. Devem exigir um plantio total de 4,8 bilhões de hectares no caso do potencial bruto, equivalente a US\$ 11,1 bilhões. No potencial ajustado, a área necessária de plantio seria menor, de 3,8 milhões de hectares de florestas energéticas, equivalente a US\$ 8,8 bilhões.

Tabela 115 - Detalhamento das áreas necessárias e investimentos para lenha e carvão vegetal renováveis

Biomassa	Potencial bruto			Potencial ajustado		
	Área necessária (mil hectares)	(%)	Investimento (mil US\$)	Área necessária (mil hectares)	(%)	Investimento (mil US\$)
Lenha	1.478	30,5	3.400.182	1.445	37,8	3.323.861
Carvão Vegetal	3.367	69,5	7.743.904	2.379	62,2	5.470.639
TOTAL	4.845	100,0	11.144.087	3.824	100,0	8.794.500

Fonte: Elaboração própria.

Os investimentos para o plantio de florestas energéticas podem ser liderados por grupos específicos atuantes neste setor (indústria de celulose ou siderúrgicas) ou por

produtores de carvão vegetal num modelo mais organizado e estruturado, seja para a substituição de biomassa não-renovável ou de coque de carvão mineral.

ii) Custos de abatimento

Os parâmetros econômicos adotados para o cálculo do custo de abatimento estão mostrados na Tabela 116.

Tabela 116 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a eliminação do uso de biomassa não-renovável

	Investimento Total (VP) (US\$ milhões)	Número de Anos de Investimento	Custo da Energia (US\$ milhões)	Custo de O&M (US\$ milhões)	Vida Útil (anos)	Resultado Líquido (milhões US\$2009)	TIR (%)	Emissões Evitadas Totais (milhões toneladas CO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8% a.a.)
Potencial bruto	6.259,322	1 ciclo de 20 anos	-3.660,6	1.882,3	21	-4.484,0	Não há	702,294	9,9
Potencial ajustado	5.294,247	1 ciclo de 20 anos	-3.296,2	1.597,4	21	-3.595,4	Não há	566,993	9,0

Fonte: Elaboração própria.

8.3.7 Cogeração

i) Estimativas de investimentos, principais custos e economias

• Setor Sucroalcooleiro

Para o setor sucroalcooleiro, os investimentos basearam-se nas premissas de crescimento propostas no Plano Nacional de Energia - PNE 2030 (BRASIL, 2007a) para o cenário de referência, e em estimativas de WALTER (2009) e UNICA (2008), para o cenário de baixo carbono. As Tabelas 117 e 118 apresentam uma síntese partindo de dois anos de referência (2005 e 2007) e a projeção de 5 em 5 anos de 2010 a 2030 para os dois cenários. Nota-se que a capacidade total de geração aumenta de 9.502 MW no cenário de referência para 25.859 MW no cenário de baixo carbono em 2030. A partir destas distintas capacidades de geração e dos demais custos por MW e custos de O&M, foi possível estabelecer os investimentos necessários e os custos finais para a simulação da avaliação econômica.

Tabela 117 - Base para as estimativas de investimentos em cogeração no setor sucroalcooleiro - cenário de referência

Capacidade de geração total (MW)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (turbinas contra-pressão)	1.377	1.119	561	343	228	120
Usinas antigas modernizadas (contra-pressão/CEST)	119	873	2.324	3.064	3.551	5.197
Usinas com CEST	12	20	299	971	1.638	2.625
Usinas BIG-CC					456	1.560
Total	1.508	2.011	3.185	4.378	5.874	9.502
Custo de investimento (mil US\$/MW) (com base em WALTER (2009))	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Antigas (CP)	-	-	-	-	-	-
Antigas modernizadas (CP/CEST)	1.173,18	1.173,18	1.173,18	1.173,18	1.173,18	1.173,18
CEST	1.163,64	1.136,36	1.098,18	1.039,55	995,45	945,45
BIG-CC				5.550,00	2.533,64	1.162,73
Geração elétrica excedente (GWh/ano)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Antigas (CP)	842	733	368	262	175	92
Antigas modernizadas (CP/CEST)	400	3.526	9.387	14.439	16.735	24.490
CEST	69	112	1.639	4.719	7.762	13.161
BIG-CC	0	0	0	0	2.407	8.773
Total	1.312	4.371	11.394	19.421	27.079	46.516
Custo de O&M (mil US\$/GWh) (WALTER, 2009)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Antigas (CP)	5,91	4,92	4,92	4,22	4,22	4,22
Antigas modernizadas (CP/CEST)	5,37	4,48	4,48	3,84	3,84	3,84
CEST	3,33	3,25	3,14	2,97	2,85	2,71
BIG-CC	0,00	0,00	0,00	20,40	11,50	6,75
Custo da biomassa (WALTER, 2009)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
(US\$/t)	6,14	6,32	6,61	7,01	7,62	8,37

Fonte: Elaboração própria com base em BRASIL (2007a) e WALTER (2009).

Tabela 118 - Base para as estimativas de investimentos em cogeração no setor sucroalcooleiro - cenário de baixo carbono

Capacidade de geração total (MW)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (turbinas contra-pressão)	1.377	1.119	561	420	216	88
Usinas antigas modernizadas (contra-pressão/CEST)	119	873	2.324	6.507	7.099	6.619
Usinas com CEST	12	20	299	4.016	7.719	13.429
Usinas BIG-CC					451	5.722
Total	1.508	2.011	3.185	10.943	15.485	25.859
Custo de investimento (mil US\$/MW) (com base em WALTER (2009))	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Usinas antigas (turbinas contra-pressão)	-	-	-	-	-	-
Usinas antigas modernizadas (contra-pressão/CEST)	1.173,18	1.173,18	1.173,18	1.173,18	1.173,18	1.173,18
Usinas com CEST	1.163,64	1.136,36	1.098,18	1.039,55	995,45	945,45
Usinas BIG-CC	-	-	-	5.550,00	2.533,64	1.162,73
Geração elétrica excedente (GWh/ano)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Antigas (CP)	842	733	368	321	165	67
Antigas modernizadas (CP/CEST)	400	3.526	9.387	30.666	33.453	31.193
CEST	69	112	1.639	22.831	43.770	75.624
BIG-CC	0	0	0	0	2.914	36.691
Total	1.312	4.371	11.394	53.817	80.302	143.575
Custo de O&M (mil US\$/GWh) (WALTER, 2009)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
Antigas (CP)	5,91	4,92	4,92	4,22	4,22	4,22
Antigas modernizadas (CP/CEST)	5,37	4,48	4,48	3,84	3,84	3,84
CEST	3,33	3,25	3,14	2,97	2,85	2,71
BIG-CC	0,00	0,00	0,00	20,40	11,50	6,75
Custo da biomassa (WALTER, 2009)	2005	2007	2010	2015	2020	2030
(US\$/t)	6,14	6,32	6,61	7,01	7,62	8,37

Fonte: Elaboração própria com base em BRASIL (2007a) e WALTER (2009).

- **Papel e Celulose**

No segmento de papel e celulose, de acordo com a EPE (BRASIL, 2007a), o custo para uma planta de cogeração operando com licor negro é da ordem de 1.500 US\$/kW (valor adotado para os dois cenários para o período de 2010 a 2030). Pelo fato de este setor ainda ser consumidor de energia elétrica fornecida pela rede, os ganhos financeiros seriam provenientes somente da redução da compra desta energia. Portanto, não foi cogitada a venda de energia à rede.

A base de cálculo para a projeção da penetração da cogeração no setor está apresentada no Capítulo 6.2.6, e demais parâmetros para a quantificação dos custos estão na Tabela 119 a seguir. Consideram que o potencial adicional de 469 MW para a potência instalada poderia ser alcançado entre 2021 e 2022, no cenário de baixo

carbono, e este seguiria crescendo até 2030, quando atingiria uma potência total de 2.892 MW, contra uma potência de 1.810 MW no cenário de referência em 2030. A partir destes dados e da geração estimada de energia, foram produzidos os valores econômicos para as avaliações dos custos de abatimento.

Tabela 119 – Parâmetros para o cálculo econômico da medida de cogeração no setor de papel e celulose a partir de lixívia negra

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Linha de Base						
Geração p/ a rede (GWh)	5.563,00	6.203,62	7.439,42	8.921,40	10.698,59	12.829,82
Potência instalada (MW)	785,0	875,4	1.049,7	1.258,8	1.509,6	1.810,3
Linha de Baixo Carbono						
Geração p/ a rede (GWh)	5.563,00	6.203,62	8.550,39	11.585,95	15.491,61	20.493,57
Potência instalada (MW)	785,0	875,4	1.206,5	1.634,8	2.185,9	2.891,7

Nota: Custo de O&M de 60,0 US\$/kW (de 2007 a 2030).

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (BRASIL, 2007a), VELÁZQUEZ (1999), IEA (2007 e 2008b) e BNDES (2004).

- **Siderurgia**

Na produção de ferro e aço, os insumos energéticos são o gás de alto-forno e outros gases combustíveis que podem ser queimados para a geração elétrica via cogeração. O custo estimado é de 1.362 US\$/kW (BRASIL, 2008a, AZEVEDO, 2008). Similarmente ao setor de celulose e papel, o potencial adicional de 810 MW identificado atualmente seria implementado entre 2021 e 2022, seguindo posteriormente uma curva de crescimento até 2030, quando atingiria 3.706 MW no cenário de baixo carbono, contra 1.839 MW no cenário de referência (Tabela 120). Os custos de O&M foram estimados em US\$ 27,2 para os dois cenários.

Tabela 120 – Parâmetros para o cálculo econômico da medida de cogeração no setor de siderurgia a partir de gás de alto-forno

Linha de Base	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Geração p/ a rede (GWh)	3.761,00	4.194,11	5.029,60	6.031,53	7.233,04	8.673,91
Potência instalada (MW)	797,0	889,1	1.066,3	1.278,7	1.533,4	1.838,9
Baixo Carbono						
Geração p/ a rede (GWh)	3.761,00	4.194,11	6.306,46	9.093,97	12.741,80	17.482,08
Potência instalada (MW)	797,0	889,1	1.337,0	1.927,9	2.701,2	3.706,2

Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2007 e 2008b) e BNDES (2004).

- **Síntese da cogeração – setores em conjunto**

Procedendo-se os cálculos econômicos ano a ano entre 2010 a 2030 para cada um dos setores apresentados, obteve-se a Tabela 121 a seguir. Os valores mais significativos referem-se ao setor sucroalcooleiro, que seria responsável por cerca de 80% dos investimentos no cenário de baixo carbono.

Tabela 121 - Resumo dos investimentos, custos de energia, custos de O&M e receita pela venda de energia com cogeração (VP em 10⁶ US\$)

Setor	Linha de Base				Baixo Carbono			
	Investimento	Custo Energia	O&M	Receita	Investimento	Custo Energia	O&M	Receita
Açúcar & álcool	3.141,5	7.886,3	936,9	13.124,0	12.560,4	17.664,5	2.438,8	35.801,0
Papel & celulose	648,4	322,6	701,0	4.685,4	1.356,2	404,6	879,6	5.874,7
Siderurgia	598,0	306,6	323,3	3.167,7	1.707,7	368,2	463,3	4.534,5

Fonte: Elaboração própria.

ii) Custos de abatimento

Os custos de abatimento para a cogeração resultaram em US\$ -49,9/tCO₂ e uma taxa interna de retorno de 12,2% (vide Tabela 122). O setor sucroalcooleiro, se analisado de forma separada, seria responsável por 89% das emissões evitáveis e num custo bastante negativo de abatimento de emissões (US\$ -289,1), para a taxa de desconto social (8% ao ano). Enquanto isso, a cogeração nos setores de celulose e papel, e siderúrgico, também apresentaram custos de abatimento negativos, mas muito próximos de zero. A TIR no setor de papel e celulose alcançou 16,7%, e no setor siderúrgico de somente 9,6%, tendo em vista a necessidade de investimentos mais elevados.

Tabela 122 - Quadro resumo dos parâmetros econômicos para a implementação da cogeração de energia - potencial bruto e ajustado

Setores	Investimento líquido (VP) (US\$ milhões)	Número de Anos de Investimento	Custo da Energia (VP) (US\$ milhões)	Custo de O&M (VP) (US\$ milhões)	Receita (VP) (US\$ milhões)	Resultado Líquido (VP) (milhões US\$2009)	TIR (%)	Emissões Evitadas Totais (MtCO ₂)	Custo CO ₂ (US\$/tCO ₂) (taxa 8% a.a.)
Sucro-alcooleiro	9.418,9	1 ciclo de 20 anos	9.778,2	1.501,9	22.677,0	5.114,4	13,0	83,406	-289,1
Papel & celulose	707,8	1 ciclo de 20 anos	82,0	178,6	1.189,3	220,9	16,7	4,831	-0,4
Siderurgia	1.109,7	1 ciclo de 20 anos	61,6	140,0	1.366,8	55,5	9,6	5,552	-2,7
Total	11.236,364	1 ciclo de 20 anos	9.921,8	1.820,4	25.233,1	2.254,5	12,2	93,789	-49,9

Obs.: vida útil de 25 anos para todos os setores.

Fonte: Elaboração própria.

8.4 Consolidação da avaliação econômica

8.4.1 Potencial bruto

Conforme comentado anteriormente, o desenvolvimento do potencial bruto não permite a totalização dos parâmetros econômicos e da quantidade de CO₂ a ser abatida. A Tabela 123 apresenta os investimentos brutos existentes, onde podem ser destacados os montantes bastante elevados necessários para a implementação de novos processos industriais e para a medida de cogeração de energia. Estes dois itens juntos representam mais de 50% dos recursos financeiros necessários. De outro lado, conforme indicado na Tabela 124, as medidas que resultam nas maiores quantidades de abatimento de CO₂ referem-se à recuperação de calor em fornos e à eliminação da biomassa não-renovável. Juntas, essas medidas responderiam por mais de 50% do total.

A maior parte das medidas apresentou custos de abatimento negativos, à exceção dos valores encontrados para as medidas referentes ao uso de gás natural e para o emprego de biomassa, tanto na substituição dos combustíveis fósseis quanto visando a eliminação da biomassa de desmatamento. Estes tópicos serão mais explorados no item seguinte referente ao potencial ajustado.

Tabela 123 – Resumo dos investimentos líquidos para as medidas de mitigação no potencial bruto

Medidas de Mitigação	Investimento em VPL (milhões US\$)	% dos investimentos
Otimização da Combustão	1.098,4	2,2
Sistemas de Recuperação de Calor	2.370,0	4,6
Recuperação de Vapor	514,8	1,0
Recuperação de Calor em Fornos	4.745,8	9,3
Novos Processos	17.027,3	33,3
Outras medidas / Eficiência Energética	1.962,0	3,8
Energia Solar Térmica	1.978,7	3,9
Reciclagem de Materiais	183,4	0,4
Substituição por GN	1.831,9	3,6
Substituição de fóssil por biomassa	1.909,8	3,7
Eliminação de biomassa Não- renovável	6.259,3	12,2
Cogeração de Energia	15.624,3	22,0
TOTAL	55.505,7	100,0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 124 - Emissões evitadas e custos de abatimento - potencial bruto

	Emissões Evitadas Totais (milhões tCO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8,0% a.a.)
Otimização da combustão	105,216	-113,8
Sistemas recuperação calor	68,884	-237,1
Recuperação de vapor	37,341	-251,3
Recuperação calor em fornos	283,035	-74,3
Novos processos	135,410	-5,4
Outras medidas de eficiência	31,630	-35,6
TOTAL - Eficiência Energética	661,516	-80,7
Reciclagem	92,596	-72,9
Uso de gás natural (GN1) (empresas consumidoras)	52,487	572,8
Uso de gás natural (GN2) (empresas distribuidoras)	52,487	-81,5
Energia solar	39,930	-7,3
Uso de biomassa renovável substituindo fósseis	110,291	5,2
Eliminação de biomassa não-renovável	702,294	9,9
Cogeração	93,789	-49,9

Fonte: Elaboração própria.

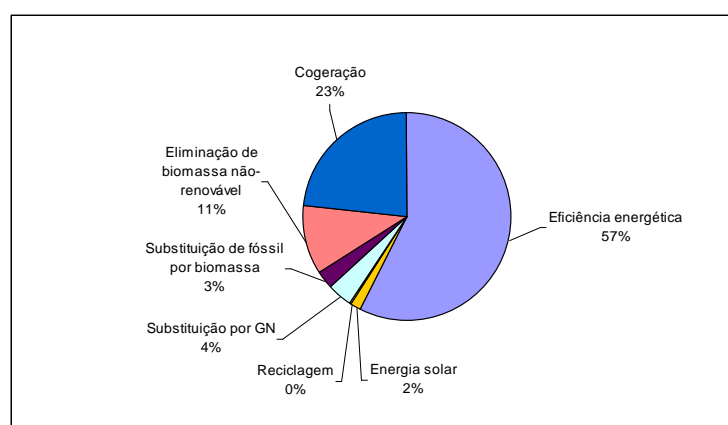
8.4.2 Potencial ajustado

Para o cômputo do potencial ajustado, o conjunto de medidas de mitigação para o setor industrial exigiria cerca de US\$ 48,339 bilhões (em valor presente), aplicáveis ao longo do período de 2010-2030 (Tabela 125). A medida de maior representatividade é destacadamente a relativa aos novos processos, correspondendo a 35,2% dos investimentos totais. Em seguida, em patamares bem mais baixos, encontram-se aquelas referentes à: cogeração (23,2%), eliminação de biomassa não-renovável (11,0%) e à recuperação de calor em fornos (9,8%). Porém, agrupando-se as medidas de eficiência energética, estas passariam a ser as principais demandantes de recursos (57% do total), conforme Figura 72.

Tabela 125 - Investimentos líquidos para as medidas de mitigação

Medidas de Mitigação	Investimento em VPL (milhões US\$)	% dos investimentos
Otimização da Combustão	1.098,4	2,3
Sistemas de Recuperação de Calor	2.370,0	4,9
Recuperação de Vapor	514,8	1,1
Recuperação de Calor em Fornos	4.745,8	9,8
Novos Processos	17.027,3	35,2
Outras medidas / Eficiência Energética	1.961,9	4,1
Energia Solar Térmica	734,7	1,5
Reciclagem de Materiais	156,8	0,3
Substituição por GN	1.831,9	3,8
Substituição de fóssil por biomassa	1.367,0	2,8
Eliminação de biomassa Não- renovável	5.294,2	11,0
Cogeração de Energia	11.236,4	23,2
Total	48.339,2	100,0

Fonte: Elaboração própria.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 72 - Distribuição percentual dos investimentos agrupando-se as medidas de eficiência energética.

Pelo lado dos setores, conforme indicado na Tabela 126, o de ferro e aço requer os maiores investimentos (37,3%), seguido do setor de alimentos e bebidas (26,0%). Evidentemente que algumas opções tecnológicas têm peso importante nessas participações relativas, como é o caso do setor de alimentos e de bebidas, onde os investimentos em cogeração elevam significativamente o montante requerido.

A Tabela 127 a seguir resume os investimentos, custos e receitas para os cenários de referência (linha de base) e para o cenário de baixo carbono. Nota-se que na linha de base, para a maior parte das medidas propostas, não estão previstos investimentos, o que significa que os valores alocados para o cenário de baixo carbono se constituem em valores adicionais ou complementares.

Tabela 126 - Resumo das estimativas de investimentos líquidos necessários por setores e por medidas

Setor industrial	Investimento (milhões US\$)							
	Eficiência Energética	Reciclagem	Troca inter Combustíveis	Uso de Biomassa	Energia Solar	Eliminação Biomassa Não-Renovável	Cogeração	Total
Alimentos e bebidas	527,2	0,0	132,5	39,7	102,8	1.042,9	10.713,3	12.558,4
Cimento	1.343,4	16,4	14,4	0,0	0,0	114,4	0,0	1.488,6
Ferro e aço	14.243,8	84,9	22,8	1.295,7	0,0	2.084,0	279,7	18.010,8
Não-ferrosos	457,2	16,4	199,0	0,0	0,0	5,8	0,0	678,4
Ferro-ligas	127,8	0,0	13,6	0,0	0,0	457,3	0,0	598,8
Papel e celulose	435,5	22,1	113,3	31,6	0,0	0,0	243,4	845,8
Químico	2.323,9	0,0	561,5	0,0	631,8	6,7	0,0	3.523,9
Cerâmica	2.498,6	12,3	69,7	0,0	0,0	1.168,6	0,0	3.749,2
Mineração/Pelotização	1.065,1	0,0	490,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1.555,5
Têxtil	134,9	0,0	25,8	0,0	0,0	9,9	0,0	170,6
Outros setores industriais	789,0	4,7	188,7	0,0	0,0	404,7	0,0	1.387,1
Refino de petróleo	3.772,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.772,0
Total	27.718,3	156,8	1.831,9	1.367,0	734,7	5.294,2	11.236,4	48.339,2

Obs.: na troca inter-energéticos estão considerados os custos de gasodutos e de redes de distribuição, cujo montante total foi rateado proporcionalmente pelas emissões evitadas nos setores.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 127 - Resumo dos parâmetros econômicos para as medidas de mitigação para a linha de base e linha de baixo carbono

Medida de Mitigação	Linha de Base (valor presente em 10 ⁶ US\$)				Linha de Baixo Carbono (valor presente em 10 ⁶ US\$)			
	Investimento	Custo da Energia	Custo de O&M	Receita	Investimento	Custo da Energia	Custo de O&M	Receita
Otimização da Combustão	-	321.674	-	-	1.098	315.961	-	-
Recuperação de Calor	-	321.674	-	-	2.370	316.989	274	-
Recuperação de Vapor	-	321.674	-	-	515	317.565	-	-
Recuperação de Calor em Fornos	-	321.674	-	-	4.746	310.025	-	-
Novos Processos	-	321.674	-	-	17.027	310.439	-	-
Outras medidas de UEE	-	321.674	-	-	1.962	320.337	1.422	-
Energia Solar	-	289.077	-	-	735	286.950	-	-
Reciclagem	-	282.948	-	-	157	280.215	-	-
Substituição por GN	-	-	-	-	1.832	-	-	2.167
Substituição de Fóssil por Biomassa	5.157	274.543	-	-	6.524	273.625	251	-
Eliminação de Biomassa Não-Renovável	-	272.585	-	-	5.294	269.289	1.597	-
Cogeração	4.388	8.515	1.961	20.977	15.624	18.437	3.782	46.210
TOTAL	9.545	3.057.711	1.961	20.977	57.884	3.019.834	7.326	48.377

Fonte: Elaboração própria.

Os custos de abatimento encontrados para a maioria das medidas de mitigação apresentam valores negativos, considerando taxa de desconto de 8% ao ano, caracterizando-se por medidas sem arrependimento. As exceções ficaram por conta da medida para o emprego do gás natural, sob a ótica das empresas consumidoras (GN1), para as duas medidas que tratam do emprego de biomassa renovável, e para “outras medidas de eficiência energética”, conforme apresentado na Tabela 128. Sobre esta última, cumpre lembrar que o resultado se torna desfavorável devido ao peso de medidas específicas no setor de refino de petróleo (controle de incrustações, automação etc), onde o investimento é extremamente elevado. Fato semelhante se dá na medida de recuperação de calor, conforme apresentado na Tabela 129, e também na cogeração de energia, onde há influência (no caso benéfica) do sub-setor sucroalcooleiro, de acordo com a Tabela 130.

Tabela 128 - Quadro geral das emissões evitadas de CO₂ e custos de abatimento por tipo de medida de mitigação

Medidas de Mitigação	Emissões Evitadas Totais (milhões tCO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8,0% a.a.)
Otimização da combustão	105,216	-113,8
Sistemas recuperação calor	68,884	-33,0
Recuperação de vapor	37,341	-251,3
Recuperação calor em fornos	283,035	-74,3
Novos processos	135,410	-5,4
Outras medidas de eficiência	31,630	237,7
TOTAL - Eficiência Energética	661,516	-57,2
Reciclagem	74,815	-82,6
Uso de gás natural (GN1) (empresas consumidoras)	43,745	594,76
Uso de gás natural (GN2) (empresas distribuidoras)	43,745	-67,2
Energia solar	25,752	-128,0
Biomassa substituindo fósseis	69,234	8,9
Eliminação de biomassa não-renovável	566,993	9,0
TOTAL - Biomassa	636,227	9,0
Cogeração	93,789	-49,9
TOTAL GERAL	1.535,844	---

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 129 – Influência do setor de refino de petróleo sobre os resultados econômicos de medidas de eficiência energética

	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂) (8% a.a.)	TIR (%)
Medida de Recuperação de Calor		
Todos setores menos refino	-237,11	90,0
Setor de refino de petróleo	44,06	não há
Todos setores com refino	-33,03	50,0
Medida “Outras de Eficiência Energética”		
Todos setores menos refino	-35,58	37,1
Setor de refino de petróleo	612,44	não há
Todos setores com refino	237,74	não há

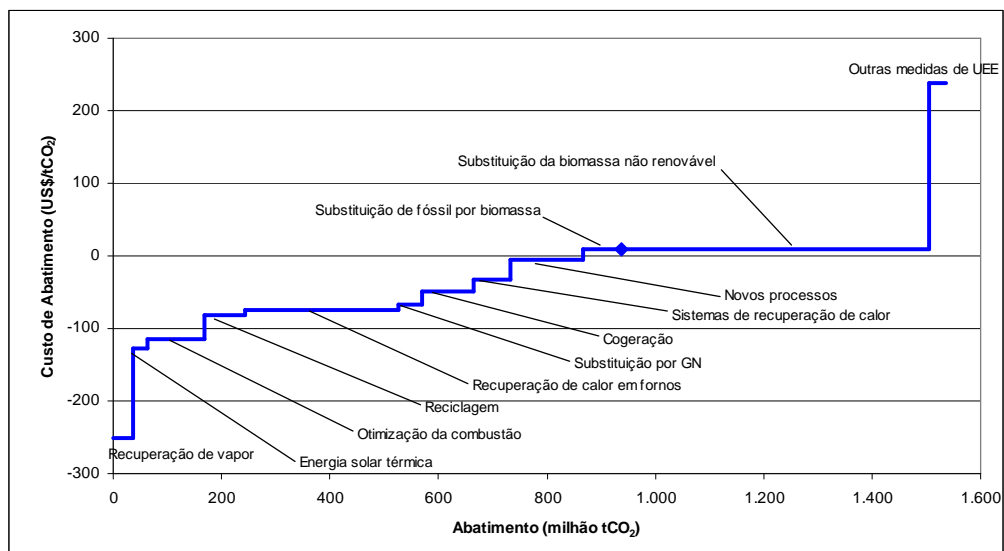
Fonte: Elaboração própria.

Tabela 130 – Influência dos sub-setores específicos sobre os resultados econômicos para a medida de cogeração

	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂) (8% a.a.)	TIR (%)
Sucroalcooleiro	-289,09	13,0
Papel e celulose	-0,44	17,0
Siderúrgico	-2,70	10,0
Total	-49,89	12,0

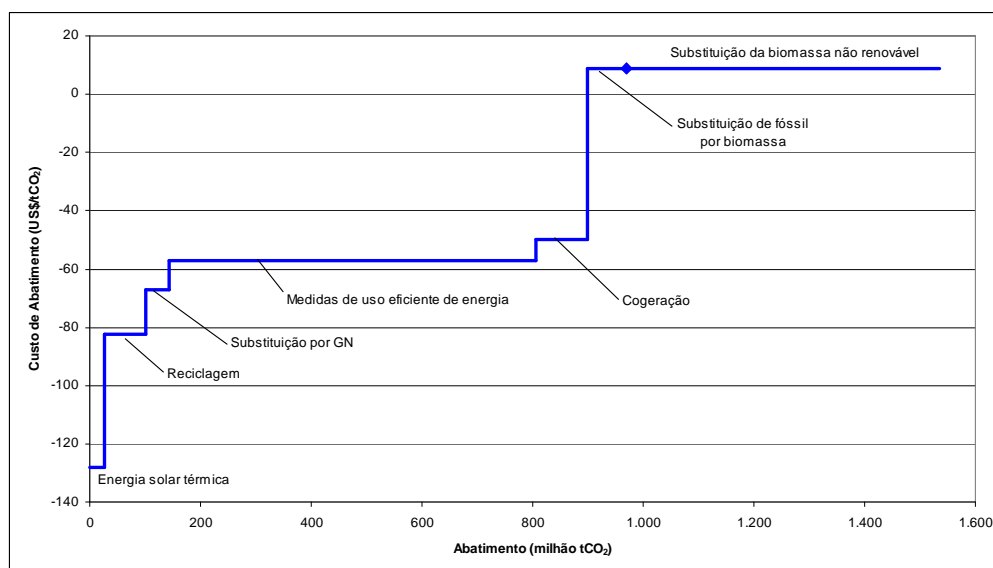
Fonte: Elaboração própria.

As Figuras 73 e 74 representam graficamente as emissões evitadas por cada tipo de medida e as respectivas quantidades de CO₂ a serem abatidas para o potencial ajustado.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 73 - Custos de abatimento por tipo de medida de mitigação de CO₂ (taxa 8% a.a.).

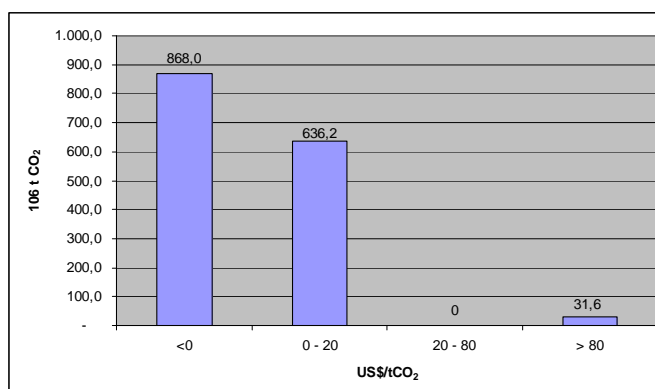


Fonte: Elaboração própria.

Figura 74 - Custos de abatimento por tipo de medida de mitigação de CO₂ (com eficiência energética agregada) (taxa de 8% a.a.).

Procedendo-se a agregação das medidas por faixas de custo de abatimento para o período 2010-2030 (Figura 75), conclui-se que 868,0 milhões tCO₂ (56,5%) poderiam ser abatidos a custos negativos; 636,2 milhões tCO₂ (41,4%) na faixa de 0 a 20 US\$/tCO₂, e 31,6 milhões tCO₂ (2,1%) em valores acima de US\$ 80 (considerando a

taxa de 8% ao ano). Em resumo, 97,9% ou 1.504,2 milhões tCO₂ podem ser abatidos com valores abaixo de US\$ 20.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 75 - Potencial de abatimento de acordo com faixas específicas de custos de abatimento de CO₂ (para taxa de 8% a.a.).

Complementado essa análise, a Tabela 131 mostra as reduções pelas medidas de mitigação com relação ao cenário de referência. Nota-se que 17,6% não precisariam de uma fixação de preço para a tonelada de carbono evitada, pois são medidas que resultam em custos de abatimento negativos. No total, no cenário de baixo carbono, as emissões a serem evitadas corresponderiam a uma redução de 31,2%, considerando todo o período entre 2010 e 2030.

Tabela 131 – Potencial de redução de CO₂ de acordo com preços de carbono

Preço do carbono (US\$/tCO ₂)	Potencial de redução (MtCO ₂ /ano)	Redução com relação ao cenário base (%)
0	868,0	17,6
20	1.504,2	30,6
80	1.504,2	30,6
>80	1.535,8	31,2

Fonte: Elaboração própria.

8.4.3 Preço do carbono para atratividade empresarial (*break-even carbon price*)

O custo de abatimento pela ótica social, empregando uma taxa de 8% ao ano, pode não traduzir o que é esperado de remuneração pelo setor privado. Assim, na ótica das empresas, faz-se necessário avaliar o preço do carbono necessário (*break-even carbon price*) para viabilizar economicamente uma determinada medida de mitigação de GEE.

Ou seja, são estimados os incentivos necessários para alcançar o custo de oportunidade setorial, buscando-se garantir uma atratividade econômica para os empreendimentos em relação ao cenário de referência.

Os incentivos necessários são calculados para que a taxa interna de retorno nas opções de baixo carbono atinjam a remuneração pretendida pelo setor industrial, cujo valor foi estabelecido em 15% (*benchmarking* setorial)⁶¹. Porém, na prática, observa-se que estes valores poderiam flutuar um pouco, tendo em vista percepções distintas quanto a riscos atrelados a determinadas tecnologias ou mesmo de acordo com cada segmento industrial específico. Projetos de cogeração de energia nas usinas de cana de açúcar, por exemplo, têm praticado uma taxa de retorno de pelo menos 18% ao ano (SCHAEFFER e SZKLO, 2009).

Assim sendo, os projetos de mitigação de GEE com taxa de retorno inferior a TIR setorial não são capazes de atrair financiamento privado sem incentivos adicionais, tais como créditos de carbono, desonerações, dentre outros. Neste estudo, o nível de tais incentivos é interpretado como um equilíbrio de custos (*break-even*), na medida que representa o tamanho do incentivo para equiparar os benefícios e custos para atingir a TIR setorial. Se o *break-even carbon price* para uma dada opção de mitigação de GEE é negativo, a aplicação de tal medida já é economicamente atraente. Por outro lado, se é positivo, a opção não é atraente, porque não pode gerar a TIR setorial necessária sem incentivos no valor do custo de equilíbrio.

Os resultados encontrados para o preço do carbono para atratividade empresarial (*break-even price*) estão apresentados na Tabela 132. Nota-se que alguns custos de abatimento para certas medidas passam para valores positivos, por vezes bastante elevados, como também aqueles que já se encontravam positivos se tornam ainda mais elevados, dificultando a implementação das medidas correspondentes. Porém, não se deve perder de vista que, eventualmente, alguns destes resultados poderiam se tornar mais atraentes economicamente, caso outros ganhos e receitas pudessem ser contabilizados, como, por exemplo, os ganhos por aumento de produtividade, de escala, por vendas maiores, dentre outros.

⁶¹ O custo de oportunidade é bastante variável de acordo com o segmento industrial específico. Pode depender do momento do mercado, competição intra-setorial, valor agregado do produto final, nível de investimento e do comprometimento financeiro, expectativa de prazo de retorno etc. O valor adotado de 15% a.a. foi considerado uma média que atenderia uma maior parte das indústrias aqui tratadas com base em consultas junto à CNI.

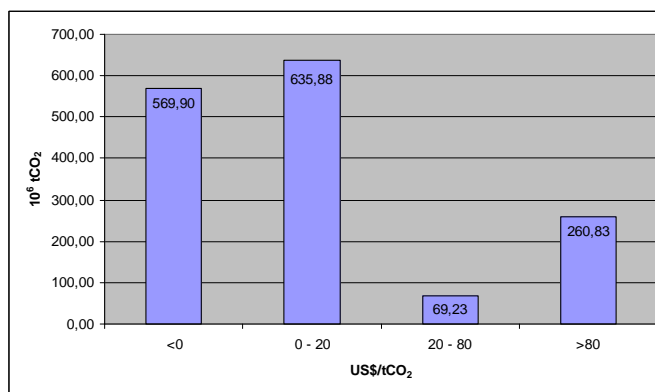
Tabela 132 – Preço do carbono para atratividade econômica empresarial (*break-even carbon price* (potencial ajustado))

Medidas de Mitigação	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8,0% a.a.)	Break-even carbon price (US\$/ tCO ₂) (TIR setorial de 15%)
Otimização da combustão	-113,8	-
Sistemas recuperação calor	-33,0	12,0
Recuperação de vapor	-251,3	-
Recuperação calor em fornos	-74,3	-
Novos processos	-5,4	182,8
Outras medidas de eficiência	237,7	309,8
TOTAL - Eficiência Energética	-57,2	1,5
Reciclagem	-82,6	-
Uso de gás natural (GN1) (empresas consumidoras)	594,76	596,65
Uso de gás natural (GN2) (empresas distribuidoras)	-67,2	-
Energia solar	-128,0	-
Biomassa renovável substituindo fósseis	8,9	34,7
Eliminação de biomassa não-renovável	9,0	19,5
Cogeração / Sucroalcooleiro	-289,09	-
Cogeração / Papel e celulose	-0,44	384,05
Cogeração / Siderurgia	-2,70	415,52
Cogeração total	-49,9	185,4

Fonte: Elaboração própria.

Com relação à medida de cogeração no setor sucroalcooleiro, caso fosse adotado um custo de oportunidade setorial de 18%, o *break-even carbon price* seria de US\$ 24,53/tCO₂, valor que poderia causar algum impedimento. Para os demais setores, os valores para a cogeração seriam ainda mais elevados que os mostrados na Tabela 132 anterior, agravando ainda mais o quadro.

Para o custo de oportunidade de 15% ao ano, conforme ilustrado na Figura 76, o montante de CO₂ a ser abatido a custos negativos atinge 569,90 milhões tCO₂ (37%); 635,88 milhões tCO₂ (41%) entre 0 e 20 US\$/tCO₂; 69,23 milhões tCO₂ (4%) entre 20 e 80 US\$ tCO₂; e 260,83 milhões tCO₂ (17%) acima de 80 US\$/tCO₂. Portanto, abaixo de US\$ 80/tCO₂ são passíveis de abatimento 1,27 bilhão de tCO₂ (83%).



Fonte: Elaboração própria.

Figura 76 - Potencial de abatimento de acordo com faixas específicas de custos de abatimento de CO₂ (para taxa de 15% a.a.).

Por fim, para garantir um custo de oportunidade de 15%, pelo menos naquelas medidas cujos custos de abatimento são positivos e até US\$ 35 (as de biomassa e para os sistemas de recuperação de calor), seriam necessários cerca US\$ 14,285 bilhões em incentivos.

8.4.4 Análise de sensibilidade

8.4.4.1 Simulando taxa de desconto / custo de oportunidade

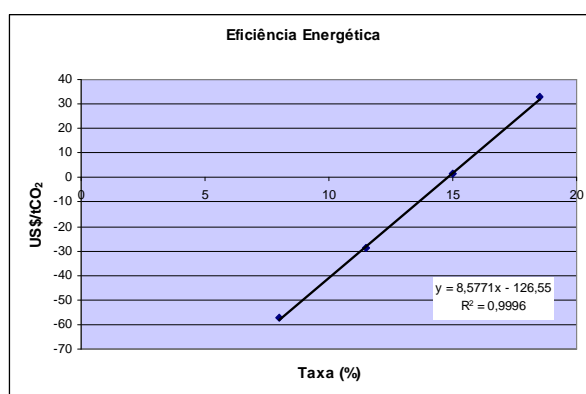
Inicialmente procedeu-se à análise de sensibilidade dos custos de abatimento variando a taxa de desconto / custo de oportunidade setorial de 8,0 a 18,5%. No caso das medidas de eficiência energética (conjunto das seis medidas apresentadas), os custos são negativos para custos de oportunidade e taxas abaixo de 15,0%. A partir deste patamar tornam-se positivos alcançando US\$ 32,80/tCO₂ com o custo de 18,5%. Evidentemente há algumas medidas específicas que se mantêm negativas com o aumento do custo de oportunidade, como o caso das medidas de melhoria da combustão, recuperação de vapor e recuperação de calor em fornos. Mas existem também as que passam de valores de custo de abatimento negativo para positivo (recuperação de calor e novos processos fabris), e a que sempre apresenta valores positivos (medida “outras” devido basicamente ao peso do custo de capital necessário para a implementação de medidas específicas no setor de refino de petróleo). Vide Figura 77 para o conjunto das medidas de eficiência energética.

Nas medidas de reciclagem e de uso de energia solar praticamente não há modificação do custo de abatimento variando a taxa de desconto ou custo de

oportunidade. O emprego do gás natural apresenta um resultado de sensibilidade parecido com o obtido para a eficiência energética, saindo de um valor negativo para a taxa de 8% até um pouco acima de 15% ao ano, indo para um valor positivo de US\$ 26,2/tCO₂ para o custo de oportunidade de 18,5% a.a..

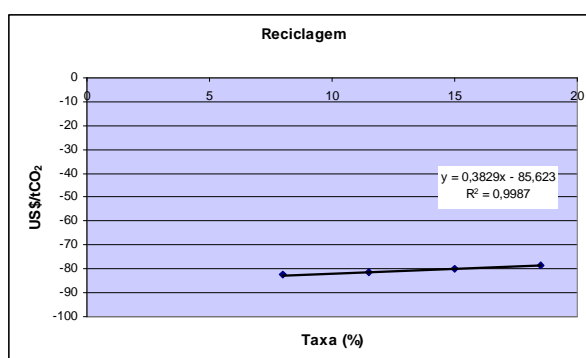
O emprego de biomassa em substituição a fontes fósseis eleva o custo de forma acentuada, de US\$ 8,9 para US\$ 48,7/tCO₂, quando passa de 8,0% a 18,5% a.a. de taxa. Para a medida de eliminação de biomassa de desmatamento ocorre uma situação semelhante (o custo de abatimento passa de US\$ 9,0 para US\$ 25,3/tCO₂).

A cogeração de energia passa para valores positivos a partir de 9% a.a. de taxa, e atinge patamares bastante elevados com o custo de oportunidade de 18,5% a.a. (US\$ 312,6/tCO₂), fruto naturalmente do elevado custo de investimento necessário. As Figuras de 77 a 83 apresentam as curvas de sensibilidade para as medidas de mitigação.



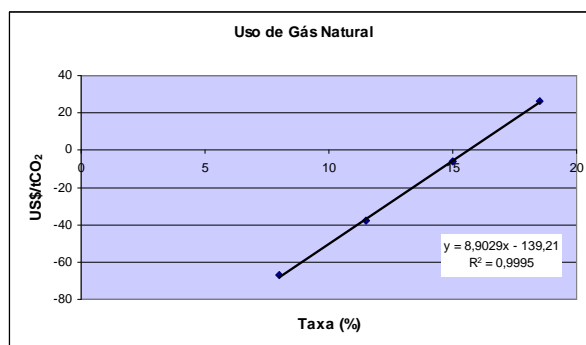
Fonte: Elaboração própria.

Figura 77 - Análise de sensibilidade para as medidas de eficiência energética - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.



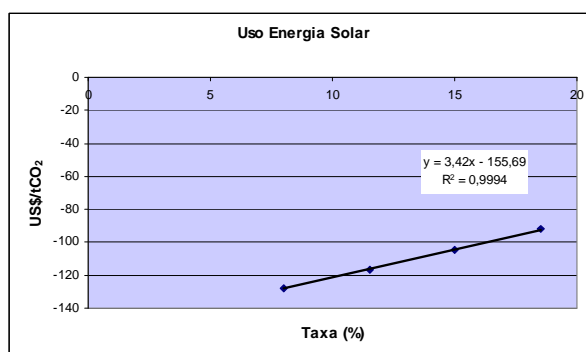
Fonte: Elaboração própria.

Figura 78 - Análise de sensibilidade para a medida de reciclagem de materiais - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.



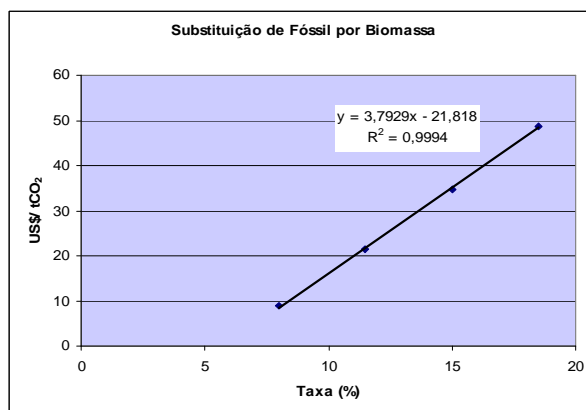
Fonte: Elaboração própria.

Figura 79 - Análise de sensibilidade para a medida de uso de gás natural - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.



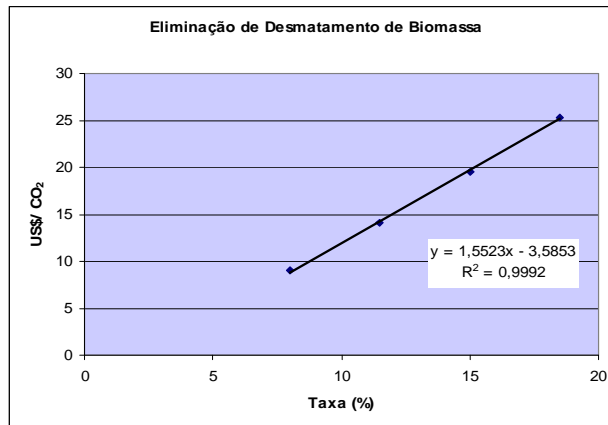
Fonte: Elaboração própria.

Figura 80 - Análise de sensibilidade para a medida de uso de energia solar - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.



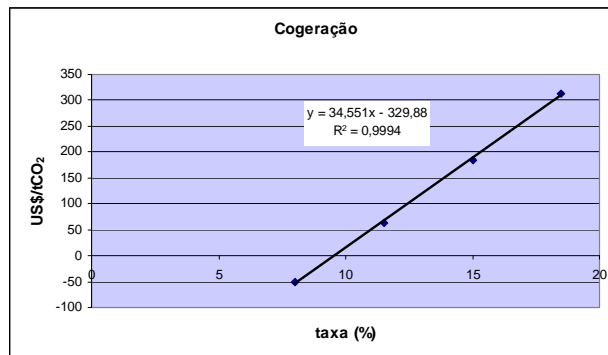
Fonte: Elaboração própria.

Figura 81 - Análise de sensibilidade para a medida de uso de biomassa em substituição de fontes fósseis - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 82 - Análise de sensibilidade para a medida de eliminação de biomassa não-renovável - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.



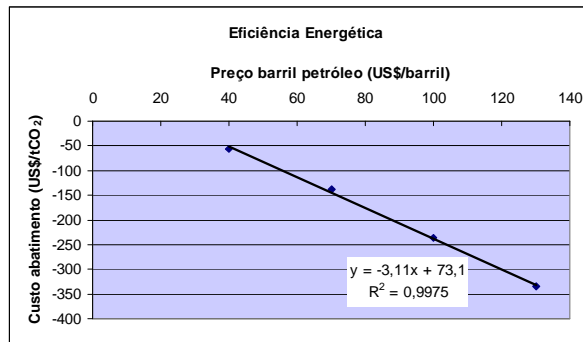
Fonte: Elaboração própria.

Figura 83 - Análise de sensibilidade para a medida de cogeração - custo de abatimento x taxa ou custo de oportunidade.

8.4.4.2 Simulando variação no preço do petróleo

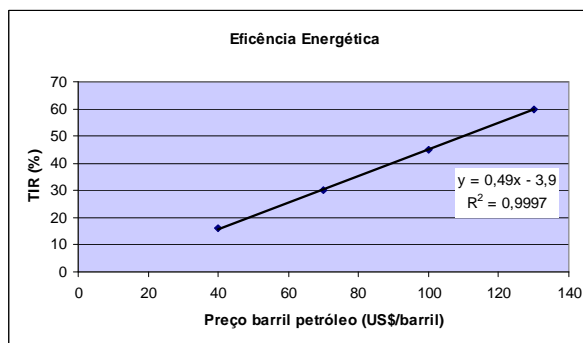
Os comportamentos do custo de abatimento e da taxa interna de retorno também foram simulados procedendo-se a variação do preço do petróleo de 40 a 130 US\$/barril. No caso da eficiência energética, na medida em que o preço do petróleo aumenta, obviamente as condições econômicas se tornam mais atraentes. A TIR aumenta de forma acentuada, enquanto o custo de abatimento mantém-se negativo (Figura 84 e 85). Este comportamento também é percebido para as medidas de reciclagem e de uso de energia solar.

Para a medida de uso de gás natural e de cogeração não foram observadas modificações em nenhum dos dois parâmetros, tendo em vista que as margens de ganhos financeiros permaneceriam constantes.



Fonte: Elaboração própria.

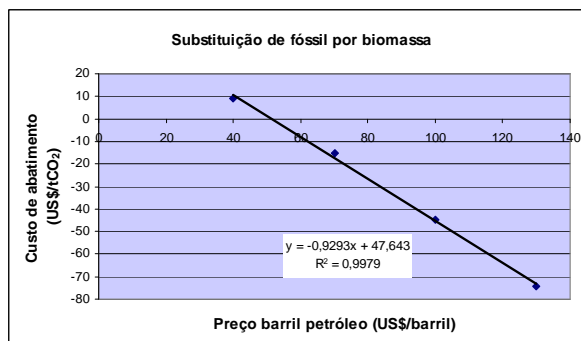
Figura 84 - Análise de sensibilidade para a medida de eficiência energética - custo de abatimento x preço do petróleo.



Fonte: Elaboração própria.

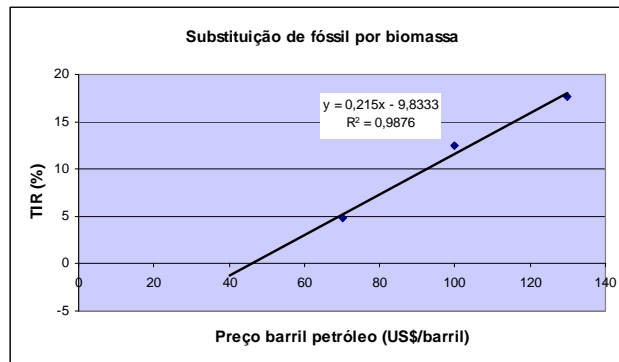
Figura 85 - Análise de sensibilidade para a medida de eficiência energética – TIR x preço do petróleo.

A substituição de combustíveis fósseis por biomassa para um preço do petróleo em torno de US\$ 52/barril já resulta num custo de abatimento negativo, embora a TIR continue muito baixa. Somente para patamares do barril de petróleo acima de US\$ 115 estas substituições se mostram economicamente atrativas (considerando um custo de oportunidade de 15% ao ano) (Figuras 86 e 87).



Fonte: Elaboração própria.

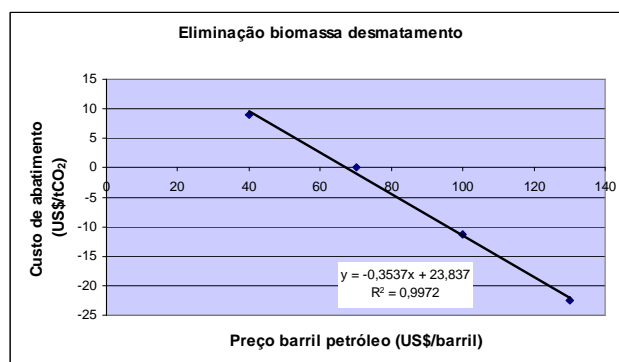
Figura 86 - Análise de sensibilidade para a medida de substituição de fósseis por biomassa - custo de abatimento x preço do petróleo.



Fonte: Elaboração própria.

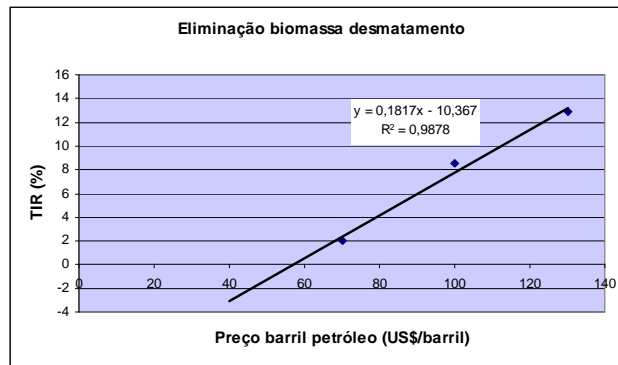
Figura 87 - Análise de sensibilidade para a medida de substituição de fósseis por biomassa – TIR x preço do petróleo.

O caso da medida de eliminação de desmatamento é semelhante. O custo de abatimento para o petróleo acima de cerca de US\$ 67/barril torna-se negativo, mas apresenta TIR ainda muito baixa (2% ao ano). Somente para patamares de preços de petróleo em torno de US\$ 140/barril, o retorno econômico passaria a ser atrativo para o setor (Figuras 88 e 89). Nota-se que os custos das biomassas, lenha e carvão vegetal, mesmo de desmatamento, acabam acompanhando também a evolução do preço do petróleo. Na medida que este se torna mais caro, geralmente aumenta a pressão sobre estas fontes originárias de desmatamento e, conseqüentemente, de seus preços.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 88 - Análise de sensibilidade para a medida de eliminação de biomassa de desmatamento - custo de abatimento x preço do petróleo.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 89 - Análise de sensibilidade para a medida de eliminação de biomassa de desmatamento – TIR x preço do petróleo.

8.5 Conclusões

Visando o corte temporal de 2030, a maior parte das medidas de mitigação mostrou boa atratividade econômica, assim como apresentou custos de abatimento negativos, característicos de medidas “sem arrependimento”. Dentre as medidas com custos de mitigação positivo, foram identificadas algumas situações cujos valores obtidos poderiam ser tomados como relativamente baixos, diante dos preços pagos pelo carbono no mercado ou frente às possíveis taxas que poderão ser implantadas no futuro.

Vislumbrando um horizonte de tempo mais distante, 2050, mesmo cercado de muitas incertezas, no Capítulo 9 a seguir procede-se um exercício semelhante, ou seja, são projetadas as emissões a serem mitigadas num cenário de baixo carbono, e são estimados os respectivos custos de abatimento.

De qualquer forma, para medidas de mitigação cujos resultados econômicos não se mostraram muito favoráveis ou onde os custos de abatimento são muito elevados, haveria a necessidade de um exame mais detalhado de possíveis incentivos e de outras ações, conforme será discutido no Capítulo 10 adiante.

9 SIMULAÇÃO DE CENÁRIO DE BAIXO CARBONO PARA 2050

O presente capítulo objetiva complementar o quadro anterior projetado para 2030, simulando-se um cenário de baixo carbono para o ano de 2050. Neste cenário considera-se a penetração mais acelerada, a partir de 2030, das chamadas tecnologias emergentes que permitem maior eficiência energética, da captura e armazenagem de carbono (*carbon capture and storage* – CCS), e também das tecnologias ligadas ao uso de biomassa, e a cogeração de energia a partir de sub-produtos da biomassa.

O papel das tecnologias conhecidas, maduras ou já em estágio de comercialização, geralmente está bem estabelecido. Permite realizar estimativas de mitigação de emissões com certa precisão, como também dos custos praticados ou esperados no curto e médio prazo, de acordo com curvas de aprendizado observadas. Porém, no que se refere às tecnologias emergentes ou muito novas, seu impacto para meados do século XXI é cercado de muita especulação e de incertezas (DYER *et al.*, 2008). Tais tecnologias emergentes geralmente se encontram em estágio de desenvolvimento ou em fase de pré-comercialização, apresentando, na maior parte dos casos, custos elevados que inibem uma implementação mais rápida no setor industrial.

Dentre as tecnologias emergentes, podem ser destacadas as que se referem a alguns novos processos industriais de menor intensidade energética e a captura e armazenagem de carbono (CCS). Estas tecnologias poderão ter uma penetração mais acelerada no mercado no médio e longo prazo, diante da redução de custos e também pelo aumento da pressão da sociedade um modo geral contra a emissão de gases relacionados ao aquecimento global. Mesmo aquelas tecnologias mais caras e de retorno econômico mais demorado, poderão também ter uma aceleração entre 10 e 30 anos, prazo no qual vários equipamentos e processos industriais atualmente em uso precisarão ser substituídos devido ao término de suas vidas úteis. Neste aspecto, WORREL e BIERMANS (2005) demonstram que, metade da economia de energia que vem sendo conseguida nos EUA nos últimos anos, provém da renovação dos “estoques” de processos e equipamentos.

No caso da intensificação do emprego de biomassa de florestas plantadas ou de resíduos agroindustriais, e também da cogeração a partir de biomassas, atualmente já há uma forte tendência do aumento de suas participações na matriz energética brasileira.

Florestas energéticas poderão suprir de forma mais intensa o setor siderúrgico, de acordo com o Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC (BRASIL, 2008b) e as recentes propostas apresentadas pelo governo federal na Conferência das Partes (COP-15) em 2009 (e agora transformadas em lei federal⁶²), enquanto resíduos da biomassa, tais como os provenientes da agroindústria da soja, milho, arroz e outros, conforme indicado no PNE 2030 (BRASIL, 2007c), têm elevado potencial para aproveitamento. De outro lado, o aumento da produção de etanol para atendimento do mercado doméstico e externo (UNICA, 2009) deverá criar uma oferta adicional significativa de bagaço de cana e de resíduos do campo para emprego em sistemas de cogeração, além do que as usinas do setor, conforme já comentado, deverão estar modernizadas e empregando tecnologias mais eficientes, podendo disponibilizar mais energia excedente à rede elétrica.

De qualquer forma, mesmo num novo modelo de desenvolvimento, onde a questão da sustentabilidade passa a ser peça-chave, as empresas precisarão se manter competitivas e deverão enfrentar um processo decisório complexo, e ainda repleto de barreiras (BERNSTEIN *et al.*, 2007). Passarão a ocorrer cada vez mais situações de mudanças, nas quais estas empresas precisarão optar entre continuar com uma tecnologia existente ou se lançar numa nova tecnologia, geralmente ainda mais cara e cercada de alguns riscos e incertezas (MARTIN *et al.*, 2000).

Como resultado natural desse processo, novas tecnologias podem apresentar um processo lento de introdução no mercado, podendo demorar até 20 ou 30 anos, dependendo do processo tecnológico e do volume de capital envolvido, segundo DE CANIO e LAITNER (1997 apud MARTIN *et al.*, 2000). Estas novas tecnologias geralmente têm implementação no mercado que segue uma curva de aprendizado, obedecendo uma tradicional curva “S”. Ou seja, há uma baixa taxa de adoção num período inicial, seguido de uma fase de um crescimento mais acelerado, até alcançar uma estabilização, quando do atingimento de uma fase madura.

⁶² O Brasil criou através da Lei nº 12.187 de 29/12/2009 a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, que determina compromissos voluntários de redução de emissões de GEE entre 36,1% e 38,9% em relação às emissões anuais projetadas para 2020, além de definir diretrizes e instrumentos de operacionalização, entre os quais o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima – FNMC.

9.1 Tecnologias emergentes de maior eficiência energética (visando redução de emissões de carbono)

DYER *et al.* (2008) fazem uma leitura transversal em vários processos industriais para os temas que são fundamentais para se obter reduções no uso de energia e de impactos ambientais no médio e longo prazos. A divisão que é adotada se resume aos seis grupos seguintes: processos de alta temperatura, combustão, materiais avançados, intensificação de processos, controle e monitoramento de processos industriais e a desmaterialização.

Processos a alta temperatura, bastante comuns na metalurgia de um modo geral, na fabricação de vidro, cimento e em alguns segmentos da química e petroquímica, naturalmente oferecem um potencial significativo para aproveitamento de calor residual ou de recuperação do tipo “cascata”. Métodos termodinâmicos, tais como a análise energética, exergética e econômica-exergética possibilitam meios de otimização destes processos.

Os processos de combustão, à primeira vista, parecem bastante simples, mas, de acordo com HAMMOND (2007), há por detrás um mecanismo complexo que ainda não é bem compreendido. Reações intermediárias do processo de combustão, quando bem dominadas, poderão permitir o redesenho dos sistemas de combustão atuais e possibilitarão reduzir o consumo de energia.

Novos materiais têm proporcionado ganhos importantes em diversos equipamentos industriais. Ligas de aços especiais desenvolvidas nas últimas décadas têm possibilitado a operação de equipamentos térmicos (turbinas e caldeiras) a temperaturas mais elevadas e a pressões mais altas, permitindo ganhos de rendimento energético (TOLMASQUIM *et al.*, 2003b, FRANCELLINO, 2008). Trocadores de calor e outros equipamentos em refinarias de petróleo e petroquímicas, que operam em condições extremamente severas e agressivas, também têm constituído um desafio permanente na área de materiais (API, 2000).

A intensificação de processos compreende maior integração de processos e redução das dimensões de equipamentos (miniaturização), com base em conceitos de mecânica dos fluidos e de fenômeno de transporte.

O controle e monitoramento de processos é a forma de garantir que operações industriais de equipamentos intensivos em energia sejam conduzidas dentro das melhores condições possíveis. Portanto, dispositivos de controle em tempo real e a

distância, e outros sistemas de auto-controle são importantes para garantir maior eficiência energética.

O sexto e último tema proposto por DYER *et al.* (2008) é o mais complexo. A desmaterialização proposta consistiria na adoção de novos paradigmas de produção e de consumo. Passa pela adoção de produtos e bens com menor intensidade energética, com um menor emprego de materiais, além do uso de materiais reciclados e o aumento da vida útil de bens duráveis. Por exemplo, veículos muito potentes e grandes, poderiam ser substituídos por veículos menores, menos potentes e poluentes, como também mais duráveis. Poderia haver maior uso de transporte coletivo, melhor planejamento do transporte em cidades, dentre outras medidas. Todos estes pontos reduziriam a demanda de materiais e de combustíveis de modo significativo.

De outro lado, aplicando uma abordagem setorial, MARTIN *et al.* (2000) e a International Energy Agency (IEA, 2008a), conforme mostrado sucintamente na Seção 5.2.3, desenvolveram compilações bastante completas sobre tecnologias emergentes. Estas tecnologias se encontram em distintos estágios de desenvolvimento. Há algumas tecnologias já na fase inicial de comercialização e implementação nas indústrias, enquanto outras ainda se encontram nas etapas de P&D ou de demonstração. A Tabela 133 traz um resumo de algumas das principais tecnologias emergentes apontadas por MARTIN *et al.* (2000), a indicação da economia de energia térmica típica esperada, o estágio de desenvolvimento, e outros ganhos além dos energéticos. Percebe-se que na maior parte dos casos, as economias de energia são bastante elevadas, além do que, conforme comentado, outros co-benefícios podem estar embutidos e se constituírem mandatórios nos processos decisórios de implementação destas tecnologias.

A penetração de tais tecnologias de maior eficiência energética também é corroborada por BLOK (2005), que explora esse tema afirmando ser possível conseguir 5% por ano de ganho de eficiência energética, limitando-se a um teto dado pelo limite técnico dos processos. Para tal, três pontos básicos podem contribuir: a troca do maquinário atual devido ao esgotamento de sua vida útil, a aceleração natural do desenvolvimento tecnológico na busca de uma descarbonização da economia e, por fim, os novos processos e inovações que ainda estão por vir.

Tabela 133 - Principais tecnologias emergentes com impacto no consumo de combustíveis e emissões de carbono

Setor/ Tecnologia	Economia de combustível (%)	Estágio	Outros ganhos
ALIMENTOS			
- pasteurização por elétrons	100	P&D	P, Q
- recuperação de calor a baixa temperatura	3	Disseminação	P, Q
- tecnologia de separação por membrana	40	P&D, Disseminação	P, Q, A
TÊXTIL			
- Secagem por ultrassom	10	Demonstração	P, Q
PAPEL E CELULOSE			
- Secagem via cinta condensadora	15	Demonstração	P, Q
- Caustificação eletrolítica direta	100	P&D	P
- Conformação de folha de papel seca	47	P&D, Demonstração	P, Q
- Fechamento de coifas nas máquinas de secagem	41	Demonstração	P
- Secagem por impulso	28	Demonstração	P, Q
QUÍMICO			
- Fracionamento	12	Demonstração	P, Q
- Separação correntes gasosas por membranas	17	Disseminação	Q
- Recuperação em condições severas	6	Disseminação	P
- Separação correntes líquidas por membranas	60	Disseminação	Q
- Novos catalisadores	20	P&D	-
- Auto-reforma (amônia)	44	Disseminação	P
- Intensificação de processos	20	Disseminação	P
REFINO DE PETRÓLEO			
- Redução de incrustações	15	P&D	P
CERÂMICA			
- Fornos a rolo	59	Disseminação	P
VIDRO			
- Uso de 100% de caco	24	Demonstração	-
FERRO E AÇO			
- Recuperação de calor em fornos <i>BOF</i>	246	Disseminação	P
- Lingotamento em formato próximo às formas finais	90	P&D	P, Q
- Queimadores c/ baixa emissão de NOx em fornos de reaquecimento	90	Teste de campo	P, A
- Processos de redução e fusão	20	Demonstração, pré-comercialização	P
ALUMÍNIO			
- Lingotamento formato final	13	P&D	P
- Otimização da reciclagem	50	Demonstração	P
OUTROS			
- Queimadores de alta eficiência / baixo NOx	3	Disseminação, Demonstração	P
- Integração de processos (<i>Pinch</i>)	15-40	Disseminação	P

P = produtividade; Q = qualidade; A = ambiental (outros exceto CO₂).

Fonte: MARTIN *et al.* (2000).

Consolidando um cenário de baixo carbono no mundo, conforme indicado na Tabela 134, a IEA (2008a) projeta uma redução média de até 61% das emissões em 2050 em seu cenário com a incorporação de novas tecnologias no setor industrial (chamado de *BLUE Map scenario*).

Tabela 134 – Reduções de emissões de CO₂ na indústria mundial por setor nos cenários com as tecnologias atuais e correntes (TAC), e no cenário com novas e futuras tecnologias (NFT)

Setor	Cenário TAC em 2050 (%)	Cenário NFT em 2050 (%)
Ferro e aço	-20	-65
Cimento	-22	-68
Química e petroquímica	-2	-53
Papel e celulose	-36	-97
Metais não-ferrosos	-9	-24
Outros	-11	-48
Total	-16	-61

Fonte: IEA (2008a).

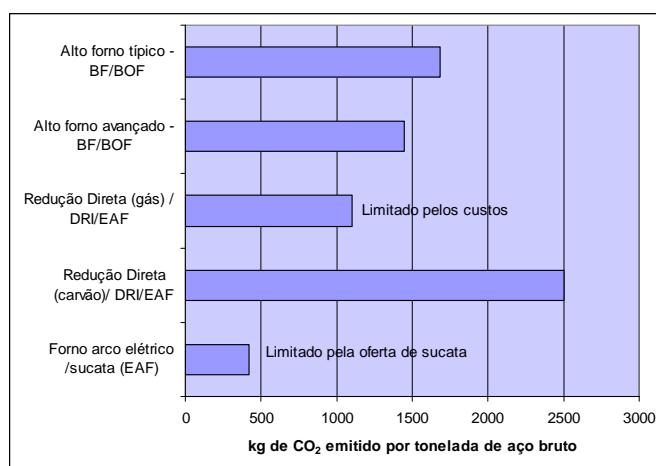
No setor siderúrgico estão concentradas as maiores emissões de CO₂ e as principais possibilidades de mitigação através de novos processos. Neste setor, cada etapa de processo, adiciona um grau de ineficiência no processo como um todo, devido a perdas de energia e de materiais (IEA, 2008a). Logo, reduzir o número destas etapas ou a quantidade de materiais é uma forma bastante objetiva para promover um aumento de eficiência. Neste sentido, alguns processos alternativos de produção vêm sendo desenvolvidos e experimentados, como, por exemplo:

- Injeção de carvão pulverizado em alto-fornos em substituição parcial do coque;
- Processo de redução e fusão simultânea, substituindo a preparação de minério e de coque (coqueria). Este compreende novos projetos de alto-fornos para uso direto de carvão ao invés de coque (processo COREX) ou o emprego de carvão e finos de minério (FINEX). Estes processos combinados ao uso de oxigênio puro ao invés de ar enriquecido com oxigênio, possibilitariam uma maior concentração do CO₂ gerado que, por sua vez, poderia favorecer o emprego de CCS (esta tecnologia se encontra em desenvolvimento no projeto *ULCOs - Ultra Low CO₂ Steel-Making* no Japão) (IEA (2008a).

- “Forjaria direta” – atualmente a maior parte do aço produzido sofre lingotamento inicialmente para formar placas e tarugos. Posteriormente estas peças são reaquecidas para forjaria visando atingir os formatos finais. Na “forjaria direta” as peças seriam já lingotadas em formas próximas a dos produtos finais, eliminando a forjaria a quente ou a frio, intensivas em energia e em emissões.

No futuro, um novo “mix” de rotas tecnológicas de produção de aço também constitui um ponto interessante para o alcance de uma menor intensidade de carbono no

setor. Estas rotas, na medida que se tornam mais “elétricas”, tendem a ser mais limpas. A Figura 90 ilustra bem a diferença de emissões de CO₂ por tipo de processo, embora naqueles menos poluidores existam restrições para um uso generalizado (IEA, 2008a), devido ao tipo de aço desejado, sua qualidade, oferta limitada de sucata etc. Nota-se que a tecnologia tradicional e bastante difundida em todo o mundo, a *BF/BOF*, tem um padrão de emissão de CO₂ pelo menos 3 vezes superior às emissões com a tecnologia *EAF* (usando 100% de sucata) e 50% superior às emissões via *DRI/EAF* (IEA, 2008a).



Fonte: Adaptado de IEA (2008a).

Figura 90 - Emissões de CO₂ típicas de processos siderúrgicos.

Nos setores de química, petroquímica e refino de petróleo, as operações de craqueamento e de separação podem ter novos projetos e tecnologias. Por exemplo - unidades de craqueamento a vapor podem ter consumo de energia reduzido através da melhoria dos materiais empregados em fornos (especialmente para temperaturas acima de 1.100°C), pela integração de turbinas a gás em fornos de craqueamento, através da implantação de colunas de destilação avançadas e de plantas de refrigeração combinada (IEA, 2008a). A intensificação de processos, compreendendo a integração de fluxos de massa e energia, e a miniaturização de plantas, exigirá a adoção de novos conceitos e redesenhos. Os ganhos podem ser da ordem de até 20% em determinadas situações, segundo SETERNOVEM (2008 apud IEA, 2008a) e MARTIN *et al.* (2000).

Os processos de separação na indústria química, tais como destilação, fracionamento e destilação, são responsáveis por até 40% da energia consumida nas plantas, e até 50% dos custos operacionais (IEA, 2008a). As membranas podem substituir vários processos de separação não só nos setores mencionados acima, mas também em vários segmentos no setor de alimentos, de papel e metalúrgico. Novas

membranas vêm sendo desenvolvidas para a separação de misturas gasosas, embora ainda necessitem de mais pesquisa e desenvolvimento visando o aumento de rendimento/seletividade, e para resolver problemas de desativação e de escala em processos contínuos. Segundo o IEA (2008a), as economias podem chegar a 20% entre 2030-2050, quando a tecnologia deverá atingir estágio comercial.

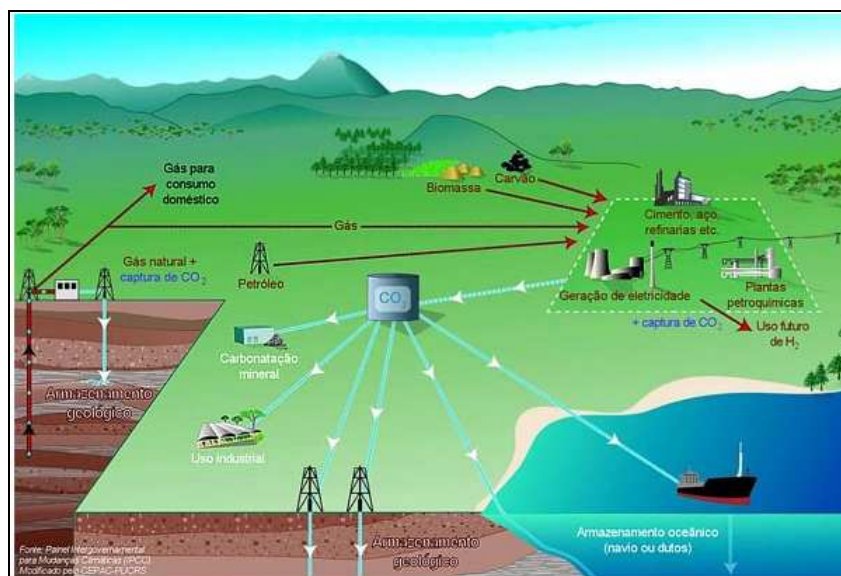
No caso do setor de papel e celulose, a gaseificação de licor negro representa uma oportunidade com bom potencial de ganho energético, tendo em visto que a queima praticada atualmente em caldeiras de recuperação tem eficiência energética reduzida (IEA, 2008a). A tecnologia se encontra em desenvolvimento. Ainda no segmento de papel e celulose, a secagem de papel deverá ter novas tecnologias, combinando aumento da pressão mecânica para a extração de água da polpa e secagem com calor. No longo prazo, conta-se que a quantidade de água usada nos processos poderá ser reduzida de modo significativo, tendo em vista a possibilidade de uso de CO₂ em condições supercríticas⁶³ e da nanotecnologia (IEA, 2008a).

9.2 Captura e armazenagem de carbono (CCS)

A captura e armazenagem de carbono (CCS) representa uma das formas que poderia trazer boa contribuição para atenuar o aumento da concentração de CO₂ na atmosfera⁶⁴. Como o próprio nome sugere, o CCS geológico trata de recolher o CO₂ produzido em processos de combustão de um modo geral e aprisioná-lo em estruturas geológicas, que poderiam ser em campos de petróleo, aquíferos e minas de carvão. Esta tecnologia tem sido muito discutida direcionada principalmente para o setor de exploração e produção de petróleo, e de geração termelétrica a carvão, mas também poderia ser aplicada a segmentos industriais específicos com maiores volumes e concentrações de CO₂, como a siderurgia, cimento e refino de petróleo. A Figura 91 ilustra as aplicações do CCS e a Figura 92 os tipos de armazenagem geológica.

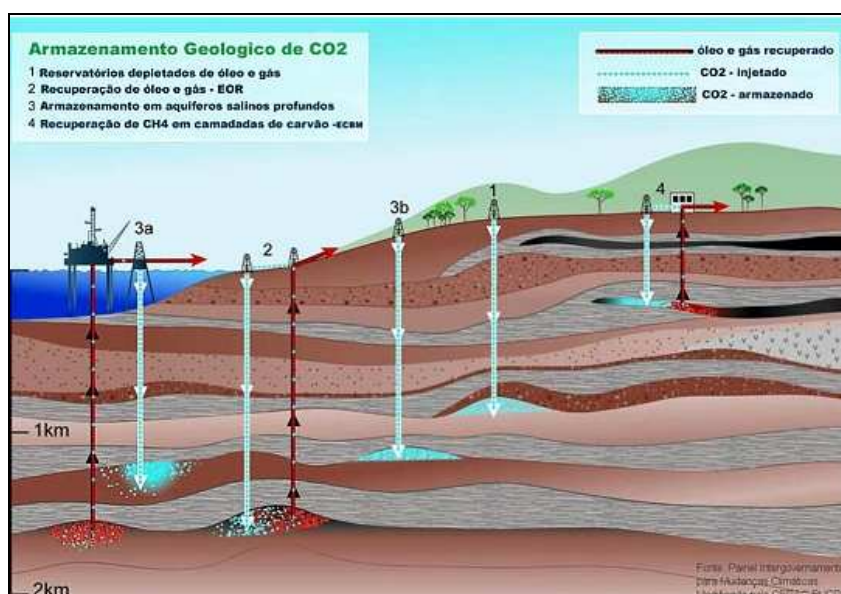
⁶³ CO₂ em estado supercrítico tem a densidade igual a do CO₂ líquido.

⁶⁴ Da Costa (2009) aborda bem este tema no seu estudo sobre o potencial de CCS no setor de refino no Brasil.



Fonte: Adaptado por CEPAC (2009) de IPCC SRCCS.

Figura 91 – Esquema das possibilidades de captura e armazenagem de CO₂.



Fonte: Adaptado por CEPAC (2009) a partir de IPCC.

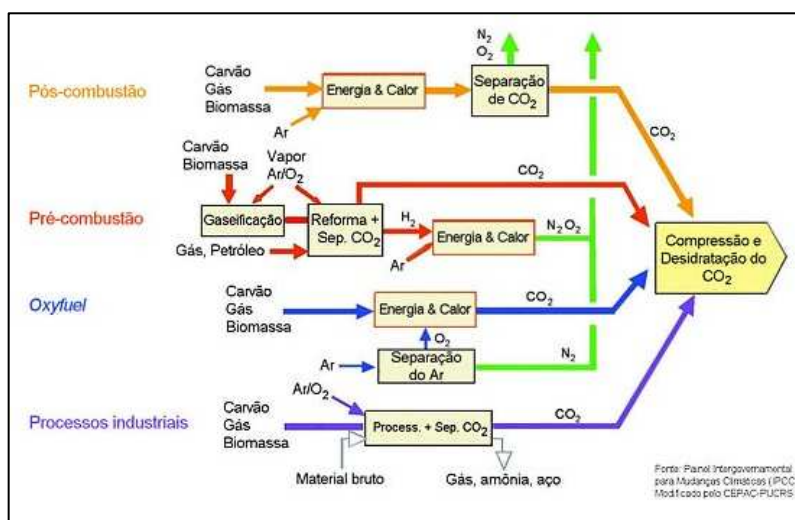
Figura 92 - Tipos de armazenagem geológica de CO₂.

A primeira etapa de um processo de CCS é a captura do CO₂ gerado, que pode empregar três diferentes métodos, cada um deles relacionado a tecnologias distintas: pós-combustão, pré-combustão, oxi-combustão e em processos industriais (CEPAC, 2009).

Na pós-combustão e nos processos industriais, o CO₂ é extraído dos gases de exaustão através de técnicas de adsorção, absorção, criogenia ou membranas de separação. No processo de pré-combustão o carbono é extraído do combustível antes de

sua queima, sendo produzido um gás composto por monóxido de carbono e hidrogênio (combustível), e depois reagido com água para transformação do CO em CO₂. A oxidação consiste na queima do combustível com alto teor de oxigênio ao invés de ar, obtendo CO₂ em altas concentrações como gás de exaustão (vide Figura 93).

Após a captura, o CO₂ precisa ser comprimido e transportado até o seu local de injeção em formações geológicas apropriadas. Pode também ser concentrado. O transporte de CO₂ é realizado principalmente através de "carbodutos", ou de forma menos econômica, através de navios, sendo injetado nas estruturas geológicas mencionadas.



Fonte: CEPAC (2009) a partir de IPCC.

Figura 93 - Processos e sistemas de CCS.

O armazenamento geológico em campos de petróleo deve se dar em regiões que já abrigaram óleo e/ou gás natural por milhões de anos. Segundo a IEA (2006b), aproximadamente 1.000 Gt (bilhões de toneladas) de CO₂ poderiam ser estocadas nos campos de petróleo do mundo inteiro. Esta injeção de CO₂ em campos de petróleo pode servir para aumentar a produção de hidrocarbonetos, através da técnica conhecida como *EOR* (*Enhanced Oil Recovery*).

A armazenagem em aquíferos salinos consiste em reservatórios de água subterrânea com alta salinidade, por vezes similares ou maiores que os de água do mar, embora o aprisionamento do CO₂ deva se dar em profundidades superiores a 800 m, para que este gás esteja em estado supercrítico. A capacidade de armazenamento nestes reservatórios no mundo é estimada em 11.000 Gt, segundo a IEA (2009a).

No caso do aprisionamento em camadas de carvão, a técnica poderia ser empregada em profundidades cuja exploração convencional não seja viável economicamente. Estima-se que 200 Gt de CO₂ possam ser armazenados em camadas de carvão no mundo inteiro (IEA, 2009a). Da mesma forma que em campos de petróleo, a injeção de CO₂ em camadas de carvão pode resultar na produção de hidrocarbonetos (principalmente metano), através da técnica conhecida como *ECBMR (Enhanced Coal Bed Methane Recovery)*. A produção de metano em camadas de carvão vem sendo utilizada comercialmente nos EUA há mais de duas décadas, segundo o CEPAC (2009).

As tecnologias necessárias para a aplicação do captura geológico de carbono em grande escala, embora conhecidas, ainda se encontram em fase de demonstração e pré-comercial. Do ponto de vista do armazenamento geológico, um dos grandes desafios é a implementação de infra-estrutura para a injeção em grande escala de CO₂ nos reservatórios. Atualmente os principais projetos de demonstração de armazenamento geológico injetam individualmente pouco mais de 1 milhão de toneladas de CO₂ por ano, valor que exigiria, nesta escala, milhares de unidades de injeção para evitar de forma significativa que gases de efeito estufa fossem lançados na atmosfera (CEPAC, 2009).

A tecnologia já vem sendo empregada experimentalmente em vários campos, especialmente no setor de exploração e produção de petróleo. Projetos de demonstração estão em operação na Noruega, Canadá, Argélia, EUA, Holanda, Alemanha, Austrália e Japão (IEA, 2006b). A Figura 94 apresenta um panorama dos projetos de armazenagem e de *EOR* em operação e propostos no mundo.



Fonte: IEA (2009a).

Figura 94 - Projetos CCS existentes e planejados no mundo.

Os três empreendimentos mais representativos são o de Sleipner na Noruega, de In Salah na Argélia e o de Weyburn no Canadá (IPCC, 2006). Sleipner, por exemplo, injeta cerca de 1,1 MtCO₂ separado de gás natural num aquífero salino situado a 900 m abaixo do leito do Mar do Norte. In Salah, que opera desde 2004, consiste na separação de CO₂ do gás natural e sua injeção (1,1 – 1,5 MtCO₂) na mesma formação geológica, um aquífero salino situado a 2 km de profundidade abaixo da superfície do deserto do Sahara. Weyburn consiste num projeto no setor de geração elétrica a carvão em Dakota do Norte (EUA). O CO₂ produzido é separado, transportado por 300 km de dutos até o Canadá, onde é injetado no campo de Weyburn para recuperação avançada de petróleo (EOR) combinado com armazenamento geológico. O volume injetado situa-se entre 1,1 a 1,8 MtCO₂ (CEPAC, 2009).

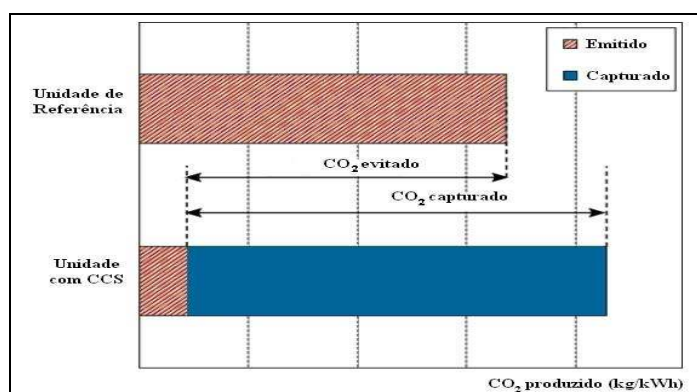
No Brasil há casos de injeção de CO₂ desde 1987 para recuperação avançada de petróleo nos campos de petróleo na Bacia do Recôncavo (Bahia) (MURCE *et al.*, 2007).

Entretanto, dois aspectos principais são preocupantes com relação ao CCS – segurança/riscos e custos elevados.

A segurança está relacionada à eficiência com que a formação geológica é capaz de reter o CO₂. Como este gás é bastante reativo nas condições de pressões e temperaturas elevadas em que é injetado, a seleção adequada de reservatórios geológicos é fundamental para garantir a segurança do armazenamento (CEPAC, 2009). Embora alguns dos empreendimentos citados estejam em operação há mais de 10 anos (Sleipner, por exemplo), há um temor quanto à permanência do CO₂ nas estruturas geológicas no longo prazo. A ocorrência de vazamentos, além de comprometer as metas futuras de estabilização de concentração de CO₂, poderia contaminar lençóis d'água potável ou afetar ecossistemas marinhos. Ainda assim, as chances de intervenção para estancar ou controlar vazamentos inesperados são provavelmente limitadas, de acordo com o GREENPEACE (2009).

Custos de capital e de operação elevados são os grandes obstáculos dos sistemas de CCS. Os processos de separação e compressão do CO₂ são grandes demandantes de energia, além necessitarem estar localizados próximos das atividades onde o aproveitamento do CO₂ é necessário, como é o caso da injeção de CO₂ na recuperação de petróleo em poços em produção. Na ausência de aproveitamentos comerciais, o CCS deveria se dar em regiões com estruturas geológicas adequadas para a armazenagem, o que nem sempre será possível.

O emprego de CCS em usinas de geração elétrica reduz sua eficiência global, uma vez que parte da eletricidade produzida teria que ser destinada para as operações de separação de gases, limpeza e compressão. Segundo o GREENPEACE (2009), além do investimento de capital elevado, os custos da geração de energia podem aumentar entre 40% e 80% em comparação com usinas convencionais, dependendo da localização destas, do local de armazenamento, e da tecnologia de transporte e captura utilizada. Uma quantidade adicional entre 10 e 40% de combustível fóssil deve ser queimada para conseguir o mesmo resultado energético. Além disso, há custos adicionais ao longo da vida do empreendimento, em particular para monitoramento e controle do CO₂ armazenado. Na Figura 95 abaixo, CALVO (2006) mostra que as quantidades de CO₂/kWh emitidas são de 10 a 40% superiores em usinas típicas de geração de eletricidade a carvão quando empregada a tecnologia CCS (para uma mesma produção de energia). Para uma eficiência de captura entre 85-95%, a redução líquida de CO₂ se situaria entre 80 e 90%.



Fonte: CALVO (2006).

Figura 95 – Comparação CO₂ emitido/kWh em usina de geração elétrica a carvão tradicional e com CCS.

Os custos de captura de emissões dos processos de combustão, de acordo com a International Energy Agency (IEA, 2006b), se encontram entre US\$ 30 e 90 por tonelada equivalente de CO₂ (ou um pouco mais), dependendo da tecnologia, da pureza do CO₂ e da localização. Este custo inclui a captura e compressão (US\$ 20 a 80/tCO₂), mais o transporte (US\$ 1-10/100 km), armazenagem e monitoramento (US\$ 2-5/t)⁶⁵. O impacto nos custos de produção de eletricidade seriam de 2-3 UScents/kWh, segundo a IEA (2006b). Portanto, caso o preço por tonelada de CO₂ no mercado de carbono se

⁶⁵ Segundo o site Pointcarbon (www.pointcarbon.com/news/), o estudo realizado pelo Belfer Center for Science and International Affairs estima um custo da ordem de US\$ 120-150/tCO₂. CALVO (2006) estima um custo para unidades industriais de até US\$ 115/tCO₂.

mantenha abaixo US\$ 25-30, o CCS deverá enfrentar grandes dificuldades para ser viabilizado.

Em suma, o CCS, apesar dos projetos instalados no mundo, ainda não é uma tecnologia comercial e está cercada de alguma controvérsia. BERNSTEIN *et al.* (2006) no estudo do AR4 do IPCC apresenta boa expectativa quanto à penetração da tecnologia na indústria, embora admita que seja uma opção cara e que precisaria de mais pesquisa e desenvolvimento tecnológico. PAGE *et al.* (2009), de outro lado, põem em dúvida se as quantidades a serem abatidas trariam contribuições importantes às necessidades do planeta dentro do prazos estabelecidas. Por fim, o GREENPEACE (2009) se mostra bastante cético a respeito, tendo em vista os altos custos, os riscos envolvidos e o receio de que esta tecnologia passe a ter mais incentivos em detrimento de outras alternativas de mitigação mais interessantes do ponto de vista econômico e ambiental, como a eficiência energética e o emprego de fontes alternativas.

9.3 Simulação das emissões de CO₂ e de abatimentos para 2050

Conforme mencionado, a construção de cenários no longo prazo é extremamente incerta e cercada de muita especulação. Não se conhece a forma pela qual os preços dos energéticos deverá evoluir, como também não se sabe ao certo como as mudanças do clima poderão influenciar os atuais modelos de produção e de consumo de energia. Novas tecnologias e novos padrões de uso de energia poderão ter um papel crucial no futuro. De forma objetiva, neste presente exercício, as estimativas das emissões para 2050 para o setor industrial brasileiro foram conduzidas de forma simplificada e sofreriam maior influência dos quatro principais blocos de mitigação:

- i) implementação mais acelerada de novos processos industriais que impactam a eficiência energética;
- ii) intensificação do emprego de biomassas;
- iii) ampliação da cogeração através de biomassas; e
- iv) implantação da tecnologia de captura e armazenagem de carbono (CCS).

Conforme visto na Seção 9.1, existem inúmeros novos processos que incorporam maior eficiência energética e que podem possibilitar reduções importantes de emissões de CO₂. Para estes novos processos de maior eficiência energética adotou-se uma

redução adicional de 10% a ser atingida em 2050 sobre o valor que teria sido conseguido no cenário de baixo carbono em 2030 (16,5%), indicado no Capítulo 7.4 (potencial ajustado). Ou seja, em 2050 seria atingida uma redução de emissões de 18,1 (%) (vide Figura 97). Essa estimativa se justifica em razão de que parte do potencial advindo destas novas tecnologias deverá ser viabilizado somente no longo prazo.

No caso do uso das biomassa em substituição às fontes fósseis, adotou-se uma contribuição adicional de 15% em 2050 (0,7% ao ano sobre a taxa de evolução anterior), que recaiu somente no setor siderúrgico (já que a parcela de óleo combustível, empregada nos demais setores, já havia sido suprimida no cenário anterior de 2030). O carvão vegetal teria sua participação na produção de ferro-gusa aumentada em 5 pontos percentuais com relação ao projetado anteriormente para 2030, passando então para perto de 50% da produção total em 2050.

Para a cogeração, adotou-se o mesmo índice de aceleração do crescimento que foi empregado para a biomassa, de 15% em 2050 (0,7% ao ano sobre a taxa de evolução anterior – até 2030), justificado pelo crescimento que deverá ocorrer no setor sucroalcooleiro, e conseqüente aumento da oferta de bagaço de cana, pontas e palhas.

Com relação ao CCS, o *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage* do IPCC (CALVO, 2006) mostra que esta tecnologia poderá ter um papel mais relevante a partir de 2030-2035. No Brasil, segundo DA COSTA (2009), existem reservatórios geológicos em aquíferos salinos, campos de exploração de petróleo e gás e camadas de carvão, cuja capacidade total de armazenamento é bastante expressiva, ou seja, cerca de 2.000 GtCO₂. Assim, em termos de mitigação para o setor industrial brasileiro, projetou-se o início dos abatimentos de CO₂ a partir de 2030, atingindo cerca de 60 milhões tCO₂ em 2050, baseado nas estimativas desenvolvidas por MCKINSEY (2009) para o setor industrial⁶⁶ para o ano de 2030. Ou seja, o que foi proposto por MCKINSEY para 2030 foi deslocado 20 anos, dados os custos ainda muito elevados para o CCS, conforme descrito anteriormente, e as inúmeras outras possibilidades de menor custo passíveis de implementação no setor industrial.

Para o cenário de referência desenvolvido, em 2050, as emissões do setor industrial brasileiro poderiam alcançar cerca de 680 milhões de tCO₂ (sem incluir as emissões pelo uso de energia elétrica), considerando um crescimento médio de consumo de combustíveis seguindo a trajetória da simulação anterior até 2030 (com base no

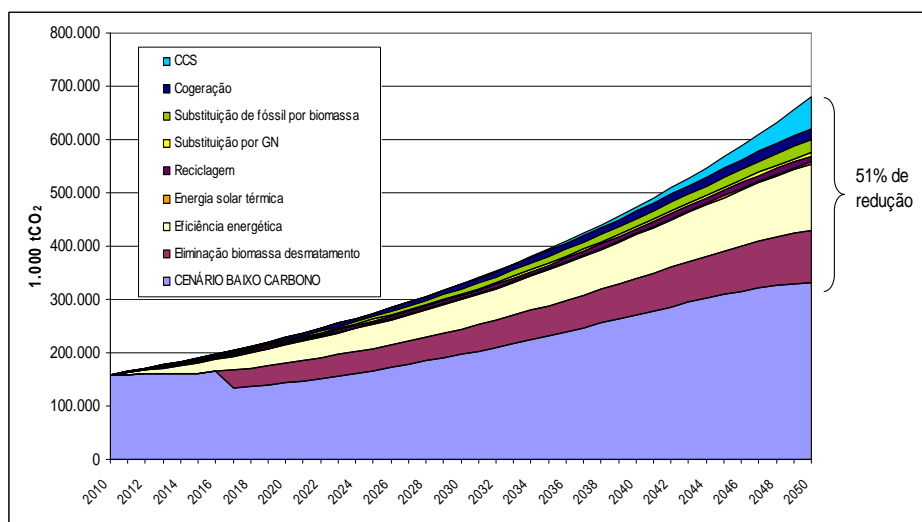
⁶⁶ MCKINSEY (2009) contabiliza reduções por CCS nos segmentos industriais de: cimento, química, refino de petróleo e siderurgia.

cenário B1 do PNE 2030, isto é, taxa de crescimento anual de 3,7%), e caso mantida a atual matriz energética e o índice atual de emprego de biomassa não-renovável. Numa hipótese um pouco mais agressiva em termos de crescimento, caso admitida uma taxa de 4,2% ao ano a partir de 2011 (cenário A do PNE 2030), as emissões no cenário de referência em 2050 poderiam alcançar 825 milhões tCO₂ (21% a mais), o que tornaria o desafio de mitigação ainda mais árduo.

Considerando a extrapolação do cenário referência B1, a Figura 96 mostra o comportamento da curva de referência (linha superior) e as respectivas cunhas de abatimento para cada tipo de medida de mitigação projetadas até 2050. Naquele ano, no cenário de baixo carbono, as emissões de CO₂ poderiam ser reduzidas em 51% sobre a projeção para o cenário base, sendo a maior contribuição dada pela medida de eficiência energética (35,4% do total a ser abatido), seguida da eliminação de biomassa não-renovável (28,2%) e de CCS (17,2%). O potencial advindo pelo CCS deve, possivelmente, ser mais elevado, caso agregadas as emissões não-energéticas da fabricação do setor cimenteiro⁶⁷ e de outros processos industriais.

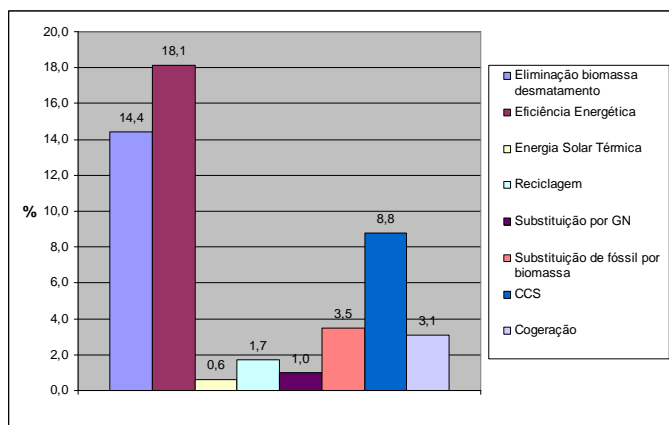
Entretanto, o mais interessante, conforme pode ser observado na Figura 96, é o fato de que em torno do ano 2048 é iniciada uma estabilização das emissões de CO₂. Estas emissões em 2050, após os abatimentos pelas medidas de mitigação, resultariam em somente 332 milhões tCO₂ naquele ano, que são apenas duas vezes maiores que as emissões projetadas para 2010 (ou seja, um crescimento de somente 1,9% a.a. entre 2010 e 2050). Na Figura 97 estão indicados os percentuais de redução de emissões no ano de 2050 para cada tipo de medida de mitigação.

⁶⁷ O setor cimenteiro emitiu pelo uso de combustíveis perto de 9,5 milhões de tCO₂ em 2007, enquanto cerca de 15 a 17 milhões tCO₂ naquele mesmo ano foram produzidos no processo de calcinação e matérias-primas, segundo estimativas próprias. Esse montante, concentrado em poucas unidades fabris, pode favorecer a implantação futura de CCS.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 96 – Comportamento das emissões de CO₂ e papel das medidas de mitigação no período de 2010 a 2050.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 97 – Reduções percentuais pelas medidas de mitigação em 2050.

Integrando-se todo o período de 2010 a 2050, a quantidade total de CO₂ a ser abatida alcançaria 5,927 bilhões de toneladas, equivalente 40,1% de redução com relação à quantidade total que seria emitida. As maiores contribuições ficariam por conta das medidas de eficiência energética (40%) e da medida de eliminação de biomassa de desmatamento (33%). A Tabela 135 resume os valores de mitigação para cada tipo de medida a cada 10 anos e os valores totais acumulados ao final do período 2010-2050.

Tabela 135 – Emissões de CO₂ no cenário de referência e de baixo carbono e valores acumulados no período de 2010 a 2050

	2010	2020	2030	2040	2050	Valores totais acumulados 2010-2050	Contribuição % das medidas no período
Cenário Baixo Carbono	159.082	142.785	197.640	203.322	331.942	8.842.597	
Eliminação biomassa desmatamento	0	36.678	47.476	49.233	98.186	1.988.242	33,5
Eficiência Energética	0	35.380	54.190	56.466	123.388	2.378.289	40,1
Energia Solar Térmica	0	1.333	1.917	1.988	3.965	83.140	1,4
Reciclagem	0	3.872	5.569	5.775	11.530	241.638	4,1
Substituição por GN	0	2.264	3.256	3.376	6.734	141.216	2,4
Substituição de fóssil por biomassa	0	2.421	10.035	10.477	23.743	394.476	6,7
CCS			1.000	1.227	59.826	318.972	5,4
Cogeração	0	4.041	8.916	9.308	21.095	382.762	6,5
Linha de Base	159.082	228.775	328.999	341.172	680.408	14.770.336	

Fonte: Elaboração própria.

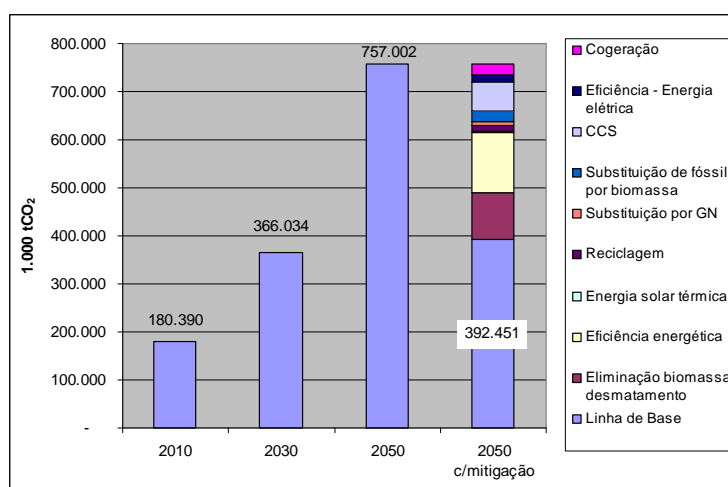
- **Simulação incluindo o uso industrial de energia elétrica**

Por fim, foi realizada também uma simulação preliminar do papel da energia elétrica no quadro geral de emissões abatidas no setor industrial. O consumo deste energético não fez parte do escopo do presente estudo, mas, sem dúvida, uma parcela do uso de eletricidade também determina emissões de CO₂, em virtude de uma pequena parcela de fontes fósseis usadas no parque elétrico brasileiro. Assim, foi projetado o consumo de eletricidade, partindo dos dados de consumo do setor industrial em 2007, como base no BEN-2008 (BRASIL, 2008a), acrescentado do consumo de energia elétrica no setor de refino de petróleo, de acordo com dados da EPE (2008)⁶⁸. Os fatores de emissão de CO₂ do sistema elétrico nacional são aqueles do PNE 2030 (BRASIL, 2007a) para o período de 2010 a 2030 e extrapolados para 2050, mantendo constante o valor de 2030⁶⁹. O potencial de economia de energia elétrica foi estimado em 21% (potencial econômico), com base no PNE 2030 (BRASIL, 2007d), sendo este valor atingido plenamente até 2023.

⁶⁸ O ponto de partida foi o consumo de energia elétrica no setor industrial em 2007 (192.616 GWh), segundo o BEN (BRASIL, 2008a) e o consumo de 14.572,2 GWh em 2006 no setor de refino de petróleo (EPE, 2008).

⁶⁹ Conforme apresentado, os fatores de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil são bastante baixos devido à geração elétrica ser predominantemente de fontes renováveis (base hidráulica).

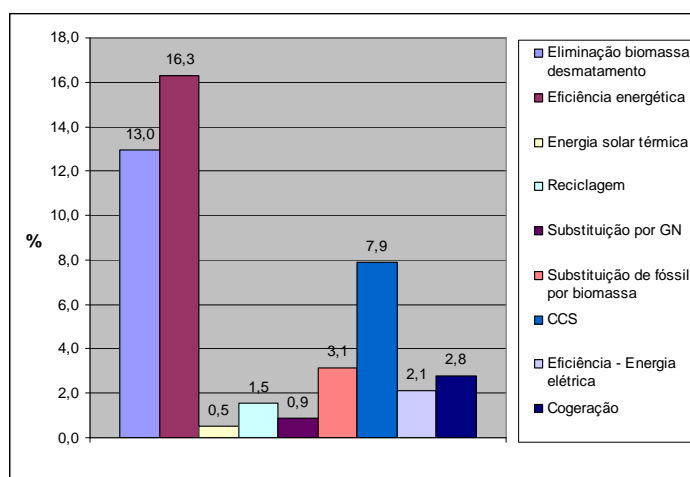
Diante destas premissas, considerando a inserção das emissões causadas pelo uso de energia elétrica no cômputo geral do setor, as emissões totais atingiriam 757 milhões tCO₂ em 2050 (tendo a energia elétrica uma contribuição de cerca de 10,1% nas emissões totais acumuladas de CO₂ no período de 2010 a 2030). Porém, a contribuição da economia de energia elétrica⁷⁰ seria relativamente modesta no resultado global, de somente 2,1% sobre as emissões em 2050 (ou 4,4% das quantidades totais a serem abatidas). No período de 2010 a 2050 representariam 5,0% do total de emissões evitáveis (vide Figuras 98 e 99).



Fonte: Elaboração própria

Figura 98 – Perfil de evolução dos cenários de referência e as emissões a serem abatidas em 2050 (incluindo a energia elétrica).

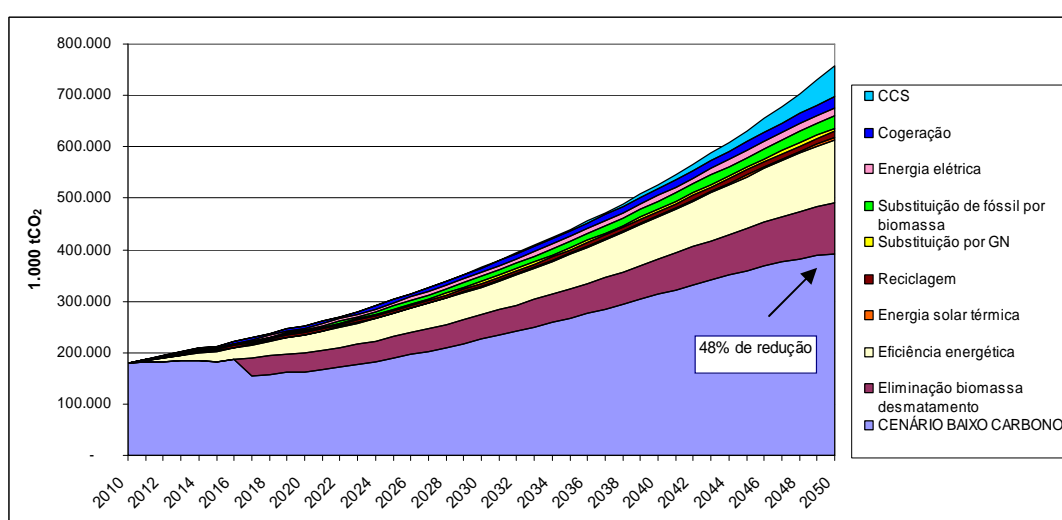
⁷⁰ As medidas específicas de economia de energia elétrica incluem toda a parte referente à otimização de sistemas de acionamento motriz (redimensionamento/adequação a cargas, uso de motores de alto rendimento, e uso de inversores de frequência), otimização de fornos elétricos, melhoria de sistemas de iluminação e de sistemas de produção e uso de frio.



Fonte: Elaboração própria

Figura 99 – Percentuais de redução de emissões de CO₂ pelas medidas de mitigação no cenário de baixo carbono em 2050 (com eficiência em energia elétrica).

As curvas de mitigação e emissões construídas para o período de 2010-2050, mostradas na Figura 100, praticamente reproduzem a Figura 96 apresentada anteriormente. Se incluída todas as medidas de mitigação, inclusive a de eficiência no uso de energia elétrica, o setor industrial passaria a ter emissões de 392 milhões tCO₂ em 2050, equivalentes a uma redução de 48,2% sobre o cenário de referência naquele ano (364 milhões tCO₂ seriam abatidos). Integrando-se todo o período de 2010 a 2050, o abatimento total de emissões atingiria 6,238 bilhões tCO₂.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 100 – Cunhas de abatimento de CO₂ até 2050 incluindo estimativa para as emissões advindas pela energia elétrica.

- **Comentários sobre os Custos de Abatimento**

A tarefa de quantificar os custos de abatimento para horizontes de tempo muito longos, além especulativa, pode se tornar bastante complexa. As incertezas estão presentes em função de variações nas taxas de difusão e de desenvolvimento de tecnologias novas, seus custos, preços futuros da energia e do carbono, nível de atividade industrial e de políticas nesse horizonte de tempo (BERNSTEIN *et al.*, 2007). Portanto, os custos podem flutuar tanto para mais, como, por exemplo, devido à incidência de taxas de inflação ou câmbio, quanto para menos obedecendo curvas de aprendizado e de amadurecimento das tecnologias, ou ainda pela competição entre fornecedores de tecnologias ou entre energéticos (FERIOLI *et al.*, 2009).

A queda de custos em algumas tecnologias é notória. Painéis fotovoltaicos e energia eólica são bons exemplos de tecnologias que vêm apresentando custos decrescentes ao longo do tempo (FERIOLI *et al.*, 2009, IEA, 2008a). Mas, no caso das medidas relacionadas à produção de biomassa, certamente deverá ser observado um oposto, um aumento de custos, em virtude da tendência natural de competição entre empreendimentos energéticos e de produção de alimentos, além de restrições ambientais, aumento de distâncias provocando custos de transporte mais elevados, dentre outras. O uso de maior parcela de energia elétrica, como no caso da medida avaliada para maior emprego de sucata de ferro, também poderia ter custos mais elevados no longo prazo em função do aumento de custos de geração elétrica.

De toda sorte, toda e qualquer simulação de custos para cenários futuros será remetida à evolução dos preços dos energéticos, especialmente do petróleo, para o qual dificilmente algum agente poderá precisar valores muitas décadas a frente. Não somente esse energético comandará o comportamento dos custos de vários outros insumos energéticos, como também no caso de altas expressivas, poderá ajudar a viabilizar a implementação de diversas medidas de mitigação.

Para o cenário de baixo carbono para 2050, foram recalculados os custos de abatimento, seguindo o mesmo critério apresentado no Capítulo 8.2. Foram considerados novos investimentos após 2030, obedecendo aos períodos de vida útil dos equipamentos ou processos. Outras considerações adotadas foram:

- na cogeração de energia foi adotado um crescimento acima da taxa anterior até 2030 somente para o setor sucroalcooleiro. Para os setores de papel e celulose, e de siderurgia, foi mantido um crescimento vegetativo.

- a substituição de combustível fóssil seria proveniente somente do emprego do carvão vegetal no setor de ferro e aço, uma vez que todo o óleo combustível, a partir de 2017, já teria sido substituído por biomassas nos demais setores no cenário anterior até 2030.

- no cômputo da área plantada para as biomassas, após cumprir três ciclos de plantação de eucaliptos, perfazendo um total de 21 anos, novas áreas precisaram ser incorporadas. Ou seja, em 2031, toda a área total estipulada para o período anterior precisou ser incorporada novamente.

Assim sendo, obteve-se o novo quadro de investimentos e custos, conforme Tabela 136. Os novos custos de abatimento e taxas internas de retorno foram computados de acordo com a planilha Excel do Anexo 2, e os resultados estão mostrados na Tabela 137. Nota-se que os custos de abatimento, à exceção da medida de reciclagem, se afastam de zero, isto é, ficam ainda mais negativos ou mais positivos, conforme o tipo de medida. Na reciclagem, como os custos cresceram acima da redução de carbono projetada, os custos finais de abatimento aumentaram, embora ainda tenham permanecido negativos.

Tabela 136 – Investimentos e custos planejados para o período de 2010-2050

Medida de Mitigação	Valor Presente das Diferenças entre Cenário de Referência e Cenário de Baixo Carbono (milhão US\$)			
	Investimento	Custo da Energia	Custo de O&M	Receita
Eficiente Energética	40.971,15	(66.848,89)	2.780,78	-
Energia Solar	1.020,59	(3.140,34)	-	-
Reciclagem	212,59	(3.674,26)	-	-
Substituição por GN 2	2.182,65	-	-	4.265,47
Substituição por Biomassa	2.165,66	(2.061,26)	668,54	0,00
Eliminação Biomassa Não-Renovável	7.169,88	(5.435,05)	2.636,92	0,00
Cogeração	17.437,21	10.150,34	5.221,76	43.250,02
CCS	ND	ND	ND	ND
	71.159,74	-	-	-

ND – não disponível. Não foram quantificados os investimentos e custos para o CCS.

Obs.: GN 2 refere-se ao uso do gás natural sob o ponto de vista das empresas de gás.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 137 – Resultados dos custos de abatimento para os cenários de baixo carbono para 2030 e 2050

Medida de Mitigação	Cenário Baixo Carbono para 2030		Cenário Baixo Carbono para 2050	
	TIR (%)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)	TIR (%)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
Eficiente Energética	18,6	-57,2	18,6	-57,4
Energia Solar	52,7	-128,0	52,7	-141,3
Reciclagem	190,3	-82,6	190,3	-66,3
Substituição por GN 2	12,0	-67,2	17,1	-123,1
Substituição por Biomassa	Não há	8,9	Não há	10,0
Eliminação Biomassa Não-renovável	Não há	9,0	Não há	9,6
Cogeração	16,0	-49,9	16,0	-71,9
CCS	----	----	----	90,0 *

* estimativa segundo a IEA (2006b).

Obs.: GN 2 refere-se ao uso do gás natural sob o ponto de vista das empresas de gás.

Fonte: Elaboração própria.

• Conclusões

Para o ano de 2050, as emissões de CO₂ a serem abatidas se situariam em torno de 48%, mantendo a forte contribuição das ações em eficiência energética e da medida de eliminação do emprego de biomassa não-renovável. Os custos de abatimento não se modificam muito, embora em alguns casos se tornem ainda mais negativos, diante de uma menor quantidade de carbono a ser evitada com relação aos investimentos necessários. Isto posto, no Capítulo 10 a seguir são discutidas as barreiras existentes que têm ou podem dificultar a introdução de medidas que contribuem com a mitigação de GEE, e as principais políticas que poderiam ser providenciadas.

10 POLÍTICAS PARA A MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂

No novo cenário mundial que se desenha, os países, além de suas já tradicionais preocupações com segurança alimentar, energética e estabilidade econômica, devem buscar incorporar medidas em geral que contribuam com um novo modelo de desenvolvimento que seja menos intensivo em carbono fóssil. Em outras palavras, as trajetórias de crescimento deverão permanecer, mantendo a competitividade de seus setores produtivos, porém agora em bases sustentáveis e sem agressão ambiental.

Nos capítulos anteriores foram vistas as opções tecnológicas para a mitigação das emissões de CO₂ nos diversos setores da indústria no Brasil. A avaliação econômica realizada mostrou que existem medidas com boa atratividade econômica e que apresentam custos de abatimento de emissões negativos, isto é, na verdade geram ganhos financeiros quando em comparação a um cenário de referência (*BAU*). Mesmo assim, boa parte destas medidas tem encontrado dificuldades de penetração no setor industrial devido à existência de barreiras de diversos tipos. Há também um grupo de medidas cujo resultado econômico se mostra desfavorável, nas atuais condições de mercado (considerando preços dos energéticos e investimentos necessários), o que torna a implementação ainda mais difícil.

Assim, no presente capítulo, faz-se uma avaliação das principais dificuldades e barreiras encontradas em cada tipo de opção tecnológica, indicando propostas para facilitar ou agilizar sua implementação no setor industrial no curto e médio prazo (vislumbrando 2030). Antes, porém, é realizada uma revisão sucinta das principais políticas existentes na área energética relacionadas com setor industrial, além de uma síntese de ações em andamento no Brasil no campo das mudanças climáticas e que tangenciam o presente estudo.

10.1 Breve descrição das políticas públicas relacionadas com a área de energia e o setor industrial

- **Eficiência Energética**

O tema eficiência energética no setor industrial passou a despertar maiores atenções somente a partir do Segundo Choque do Petróleo em 1979, quando os preços dessa *commodity* alcançaram valores nunca antes praticados. Naquela ocasião o governo federal adotou as primeiras ações para conter o consumo de derivados de petróleo na indústria⁷¹, buscando eliminar desperdícios e incentivar algumas fontes alternativas de energia. Foram implantados mecanismos de monitoramento e estabelecidas cotas anuais de consumo de derivados de petróleo, como também criados dois programas pioneiros – o Programa de Mobilização Energética (PME), que estabeleceu acordos setoriais específicos (cimento, siderurgia, e de celulose e papel), incentivando a substituição de derivados de petróleo por outras fontes energéticas nacionais (inclusive o carvão mineral), e o Programa CONSERVE, sob a tutela do antigo Ministério de Indústria e Comércio (LEITE, 2007). Este Programa operou entre 1981 e 1987, e contemplava a realização de assessorias técnicas às indústrias e disponibilizava linhas de financiamento em condições especiais⁷² através do BNDES para a implantação de projetos de conservação de energia (PICCININI, 1994).

Ainda no início dos anos 80 do século passado, com o início da operação de grandes usinas hidrelétricas (LEITE, 2007), foi concedido também um forte incentivo para a substituição de derivados de petróleo pela energia elétrica. Na ocasião foi criada a tarifa de energia garantida por tempo determinado - EGTD, num valor extremamente baixo, viabilizando economicamente a troca de equipamentos industriais alimentados por óleo combustível para a eletricidade.

Todavia, em 1985, percebeu-se o quão importante seria empregar a energia elétrica de forma eficiente, pois poderia permitir uma redução no ritmo dos investimentos necessários no setor elétrico pelo lado da geração. Foi criado então o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL, sob a coordenação da Eletrobrás. Este Programa, ainda em curso, tem tido uma atuação destacada em

⁷¹ Antes destas iniciativas, mas com foco no setor de transporte, houve a implantação do PROÁLCOOL, cujo objetivo era substituir parcialmente o consumo de gasolina no setor de transporte e apoiar o setor sucroalcooleiro, que vinha enfrentando dificuldades econômicas pelas quedas dos preços do açúcar no mercado internacional (LEITE, 2007).

⁷² Prazo de carência de 3 anos e juros de 6% ao ano.

diversos segmentos consumidores, desenvolvendo temas variados, como: promoção do aumento de rendimento de motores elétricos, etiquetagem de aparelhos domésticos diversos, fomento eficiência energética na iluminação pública e no saneamento, programas de educação e conscientização, dentre outros (BRASIL, 2007d). No período entre 1986 a 2005, o PROCEL possibilitou uma economia de energia elétrica de cerca de 22.000 GWh, a um custo inferior a R\$ 860 milhões, frente a um investimento evitado de R\$ 14,9 bilhões na construção de uma usina com capacidade instalada de 5.100 MW (ou seja, para cada R\$ 1,00 aplicado na conservação de energia, foram poupados R\$ 17,00 na ampliação da geração elétrica) (BRASIL/PR, 2007).

Em 1991, foi criado o Programa CONPET, direcionado para a racionalização do uso de derivados de petróleo e gás natural, através da redução de perdas e eliminação de desperdícios, e a introdução de tecnologias de maior eficiência energética (CONPET, 2005). O Programa, também em andamento, está inserido no Ministério de Minas e Energia – MME, mas é conduzido pela Petrobras. As ações cobrem principalmente o segmento de transporte, onde a oferta de óleo diesel historicamente vem sendo um gargalo (BRASIL, 2008a), e contempla sub-programas de etiquetagem de aparelhos de uso domésticos. Contudo, na área industrial não realizou ações efetivas, exceto os trabalhos nas próprias refinarias da Petrobras.

Nos últimos anos também foram conduzidos alguns outros programas por agências estaduais, concessionárias de energia, dentre outros. Podem ser destacados os trabalhos da antiga Agência para Aplicação de Energia do Estado de São Paulo, da CEMIG no Estado de Minas Gerais, e o Programa Energia Brasil por ocasião da crise energética em 2001.

No plano legislativo, na área de eficiência energética, três leis em vigor merecem destaque. A primeira, a Lei n. 8.631 de 1993 que definiu que parte dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) originados do setor elétrico fosse alocada para projetos de conservação de energia elétrica. Foi estabelecida a obrigatoriedade de as empresas distribuidoras de energia elétrica aplicarem 1% de suas receitas operacionais líquidas em ações de combate ao desperdício de energia elétrica. Posteriormente essa Lei foi complementada pela Lei nº 9.991 de 2000, quando foram introduzidos novos pontos, dentre eles os recursos para a pesquisa e desenvolvimento (0,5%) e também para os programas de eficiência energética (0,5%)⁷³. A terceira ação, a Lei da Eficiência

⁷³ Em 2006 esse percentual para programas de eficiência energética passou para 0,25% da Receita Operacional Líquida - ROL das concessionárias de energia elétrica.

Energética (nº 10.295 de 2001), dispõe sobre a política nacional de conservação e uso racional de energia. Nesta há mecanismos indutores para a fabricação de produtos de maior eficiência energética, padrões mínimos de rendimentos para vários equipamentos, normas específicas, dentre outros aspectos.

Derivando da Lei de Eficiência Energética, foi criado o Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE, com foco no desempenho energético e na segurança operacional de equipamentos diversos, compreendendo: motores elétricos, lâmpadas, aparelhos eletrodomésticos e gasodomésticos. O Programa é coordenado pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial) e se integra com os dois programas brasileiros de conservação de energia citados - o PROCEL e o CONPET.

- **Reciclagem e Economia de Materiais**

A reciclagem de materiais vem ganhando espaço cada vez maior no Brasil. Porém, as principais iniciativas vêm sendo de grupos empresariais privados, que vêem neste processo uma oportunidade de negócio lucrativo, tanto através da economia de matérias-primas, quanto pela redução de energia e outros custos nos processos fabris. Governos em todas as esferas interessam-se pelo tema, mas têm realizado muito pouco, salvo algumas ações de coleta seletiva em alguns poucos municípios, segundo o CEMPRE (2009).

O CEMPRE (2009) também realizou uma pesquisa que mostra que cerca de um quarto da população nos municípios brasileiros tem acesso a algum tipo de programa de coleta seletiva, e que pouco mais de 40% dos programas de coleta seletiva envolvem cooperativas de catadores. Apesar das claras vantagens da reciclagem, um dos gargalos evidenciado nesta pesquisa é que o custo da coleta seletiva ainda é bastante elevado, atingindo US\$ 151/tonelada, na média, valor que representa perto de cinco vezes o custo de coleta convencional (BRASIL/PR, 2007). Assim, fica evidente a necessidade de se buscar formas alternativas para reduzir custos, além de se criar incentivos.

- **Substituição Inter-combustíveis (maior emprego de gás natural)**

O Brasil passou a ofertar o gás natural tardiamente, somente em meados da década de 80, a partir da produção de gás associado *offshore* da bacia de Campos no Estado do Rio de Janeiro. Nesta época foi construído o gasoduto Rio-São Paulo, e o setor industrial ao longo trajeto deste foi o primeiro a ser atendido. O uso mais intenso

somente se deu a partir de 1999, com o início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e com o aumento da produção de gás nas bacias de Campos e no Rio Grande do Norte (LEITE, 2007).

A oferta em 2007 foi de perto de 78 milhões m³/dia, dos quais 50 milhões m³/dia (64%) foram produzidos internamente e 28 milhões m³/dia importados (36%). O consumo total de gás natural representou 7,2% do consumo final de energia em 2007 (BRASIL, 2008a).

O consumo deste energético vem se dando em maior proporção na indústria (49% do consumo), tendo deslocado fortemente o óleo combustível pesado. Volumes menores são usados no setor de transporte (GNV) e, mais recentemente, no setor de geração elétrica, a partir da implantação do Programa Prioritário de Termoeletricas (PPT), criado pela necessidade de complementação da oferta de energia elétrica nos últimos anos (CNI, 2007, SOARES, 2004).

O quadro de consumo e oferta, entretanto, vem oscilando acentuadamente. Até 2006 havia uma oferta superior à demanda, fazendo a Petrobras criar programas e projetos para ampliar o mercado de gás natural no Brasil. Entre 2007 e 2008, o panorama se modificou. O consumo seguiu crescente, mas ocorreram limitações de fornecimento, agravadas por questões políticas e comerciais com a Bolívia, o que criou muitas incertezas nos segmentos consumidores. Por fim, a recente crise econômica mundial (final de 2008 e 2009) fez encolher o consumo, e coincidiu com o início do fornecimento de GNL no Rio de Janeiro e no Ceará (volume entre 18 e 21 milhões de m³ por dia) (CTGAS, 2009), fazendo novamente a oferta se situar acima da demanda. De certo, no médio e longo prazo, conta-se com um forte aumento da oferta interna de gás natural, dado o desenvolvimento da produção das bacias de Pré-Sal⁷⁴, caso mantidos os planos de investimentos da Petrobras e do governo federal.

- **Cogeração de Energia**

A cogeração de energia no Brasil tem tido algum incentivo e um ambiente favorável possibilitado por um arcabouço legal implementado desde a década de 90 do século passado. As primeiras ações ganharam maior apoio a partir de um conjunto de

⁷⁴ As reservas do Pré-sal estão situadas numa faixa de 800 km de extensão e 200 km de largura indo do litoral do Estado de São Paulo ao Estado do Espírito Santo, em lâmina d'água entre 1,5 mil e 3 mil metros de profundidade. Somente as reservas de dois campos mais estudados somam perto de 12 bilhões de barris. As reservas recuperáveis totais podem alcançar mais de 60 bilhões (PETROBRAS, 2008 apud EUGÊNIO, 2008).

decretos e resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, dentre os quais o Decreto nº 2.003 de 1993, que define e regulamenta a produção independente e a auto-produção de energia elétrica, e a Resolução ANEEL nº 112 de 1999, que determina os requisitos para a obtenção de autorização de centrais termelétricas e outros empreendimentos operados a partir de fontes alternativas ⁷⁵.

Posteriormente, através da Lei nº 10.438 de 2002, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Lei nº 10.848 de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, incluindo padrões de eficiência para a geração elétrica, e incentivos para as concessionárias adquirirem eletricidade de unidades de cogeração.

O PROINFA, na verdade, é um programa mais amplo e tem foco na geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas de energia, em particular energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassas. Em 2008, a meta estabelecida de implantar 3.300 MW foi atingida, tendo sido instalados 1.191 MW de PCHs, 1.423 MW a partir de energia eólica e 685 MW de biomassa (MME, 2009). Os recursos do PROINFA são predominantemente do setor privado (R\$ 11 bilhões), mas contam com financiamento de bancos oficiais (BNDES, CEF, BB e outros). A energia gerada no conjunto dos empreendimentos é de cerca de 12.000 GWh/ano, equivalente a aproximadamente duas vezes o consumo anual de um estado brasileiro de porte médio (BRASIL/PR, 2007).

Entretanto, a cogeração de energia a partir de biomassa não está restrita somente ao PROINFA. Quando contabilizadas as demais iniciativas privadas, em 2006, os empreendimentos com biomassas já atingiam uma potência instalada de 3.831 MW, sendo 2.822 MW a partir do bagaço de cana, 785 MW com licor negro e 224 MW da madeira (BRASIL, 2007c). A UNICA (2009), e o próprio governo federal no PNE 2030 (BRASIL, 2007a), sinalizam um forte crescimento da geração de energia via bagaço de cana e resíduos do setor sucroalcooleiro para os próximos anos, de acordo com a expectativa de expansão do setor para o médio/longo prazo.

Todo esse crescimento da cogeração também tem sido facilitado pelos leilões de compra de energia elétrica efetuados pelo governo (BRASIL/PR, 2007), o que ajuda a

⁷⁵ Chegou a existir em 1997-98 uma lei (n. 9.943/97) concedendo isenção do IPI para diversas classes de equipamentos usados em cogeração, como, por exemplo, as turbinas a gás. A depreciação acelerada é outro item aplicável aos equipamentos de cogeração.

viabilizar muitos empreendimentos, embora, os investimentos necessários sejam bastante elevados.

- **Uso de Fontes Alternativas de Energia**

- **Biomassas**

As biomassas vêm tendo uma participação na matriz energética da indústria brasileira cada vez maior, mas não necessariamente por incentivos ou ações mais diretas a favor (à exceção na cogeração de energia), mas sim por dificuldades, taxações ou preços mais elevados praticados para os demais energéticos competidores.

Carvão vegetal e lenha têm situações parecidas. São ofertados amplamente em todos os estados brasileiros, embora sua procedência nem sempre seja legal, conforme visto nos capítulos anteriores. Este setor carece de incentivos de forma a produzir legalmente a biomassa e ter toda uma cadeia de produção organizada e melhor controlada.

O bagaço de cana passa por situação bastante distinta. Incentivos fiscais e linhas de financiamento para o setor sucroalcooleiro tendem a criar um aumento da oferta de bagaço e de outros resíduos. Mas ainda existem problemas ambientais ligados a queima de palhas e pontas no campo⁷⁶.

A questão dos resíduos agrícolas é mais complexa, dada a dispersão e a variedade destes. Os aproveitamentos têm sido caso a caso, de acordo com a disponibilidade e proximidade entre fornecedor e consumidor. Uma melhor organização dos setores consumidores e dos geradores de resíduos, através de cooperativas, poderia resultar em ganhos importantes econômicos e ambientais.

A questão da exploração de madeira para fins energéticos de forma ilegal, entretanto, de fato constitui um dos principais problemas com relação ao uso da biomassa no setor industrial. Embora as causas centrais de desmatamento no Brasil não estejam relacionadas com o setor, mas sim com as atividades ligadas à agro-pecuária, essa exploração deve também ser combatida rigorosamente.

O desmatamento vem se dando em vários estados, afetando praticamente todos os grandes biomas brasileiros, segundo o MMA (2009). A região Amazônica, por exemplo, mesmo pouco afetada pelos empreendimentos industriais, à exceção da produção de ferro-gusa e de grandes empreendimentos de mineração, apresenta um

⁷⁶ Tramita no governo um projeto de lei determinando o fim das queimadas até 2020.

quadro preocupante. Os índices de desmatamento nesta região vinham aumentando desde 1971, após a inauguração da rodovia transamazônica e se intensificando em anos de maior crescimento econômico, segundo FEARNSIDE (2005)⁷⁷. Somente a partir de 2005, estes índices de desmatamento começaram a sofrer uma desaceleração, possivelmente em função de ações mais firmes de fiscalização, repressão, licenciamento mais rigoroso e limitação de crédito em bancos oficiais (MMA, 2009). Tudo indica que essa tendência de queda permanecerá, impulsionada agora pelos compromissos firmados pelo Brasil na Conferência das Partes - COP-15, em Copenhague em 2009, e a recém criada Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, conforme apresentado adiante no Capítulo 10.3.

- Energia solar

A energia solar não vem sendo empregada na indústria, como também não há programas de fomento de maior envergadura para o setor. Os sistemas de energia solar térmica têm isenção de IPI (CIDADESSOLARES, 2009) e contam com legislação específica em alguns poucos municípios, onde há a obrigação de instalação em edificações de maior porte (ABRAVA, 2009). O custo dos coletores tem se reduzido. Passou de cerca de US\$ 500/m² em 1982 para US\$ 100/m² em 2009 (ABRAVA, 2009), mas ainda encontra dificuldades para uma implementação em larga escala de um modo geral, possivelmente pela concorrência com os energéticos tradicionais, como também pela falta de informação, custos e dificuldades de instalação.

10.2 Mecanismos de financiamento existentes e outros incentivos

O setor industrial brasileiro conta há algumas décadas com diversos mecanismos de financiamento e incentivos, geralmente voltados para o aumento da capacidade produtiva, modernização industrial, tecnologias de ponta e setores estratégicos, e substituição de importações. Desde os anos 70 também conta com linhas especiais de apoio a tecnologias relacionadas à energia aplicadas ao setor.

⁷⁷ Embora a floresta seja desmatada por inúmeras razões, a criação de gado ainda é a causa predominante. As fazendas de médio e grande porte são responsáveis por cerca de 60-70% das atividades de desmatamento, sendo seguida pela agricultura de subsistência em pequena escala, e das atividades de extração de madeira, empreendimentos agrícolas de grande porte, incêndios, urbanização, construção de estradas e de represas.

Os financiamentos têm sido concedidos através do BNDES, especialmente do Programa FINAME (BNDES, 2009)⁷⁸, criado para a aquisição de bens de capital de um modo geral, incluindo equipamentos de eficiência energética, cogeração, uso de gás natural, fontes alternativas de energia, dentre outros. Ainda no BNDES há o Programa PROESCO, que apóia financeiramente os serviços de consultoria das empresas de eficiência energética (*ESCOs*).

Em paralelo aos fundos do BNDES, todavia com volume de recursos bem menor, a indústria conta com linhas específicas de financiamento, reembolsáveis ou não, através da FINEP, voltados para projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica aplicáveis a produtos, processos e equipamentos em geral. Neste caso, os recursos são provenientes de Fundos Setoriais da Ciência e Tecnologia, geridos pelo Ministério de Ciência e tecnologia. O fundo com maior volume de recursos, o CTPETRO⁷⁹, cobre a área de petróleo e gás natural, enquanto o CTENERG⁸⁰ abrange o setor de energia elétrica. Os recursos são provenientes de contribuições incidentes sobre o resultado da exploração de recursos naturais pertencentes à União e de frações de outros impostos (FINEP, 2008). As indústrias têm acesso a esses fundos de forma indireta, através de projetos em parcerias com universidades e/ou centros de pesquisa, ou de forma direta, via programas chamados de “Subvenção”.

Na linha dos incentivos há desoneração tributária e depreciação acelerada para alguns itens, mas nada de caráter especial visando eficiência energética ou redução de emissões de carbono, à exceção da criação recente de alíquotas reduzidas de IPI para aparelhos elétricos de uso doméstico de maior eficiência energética durante a crise econômica mundial em 2008/2009, e as alíquotas de diferenciadas de IPI e outros para veículos a álcool e a gás natural. Aparentemente, somente a partir da Política Nacional sobre Mudança do Clima, uma maior atenção sobre a questão de incentivos deverá ser tomada.

⁷⁸ O BNDES financia a aquisição de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional, com vistas à dinamização do setor de bens de capital e à modernização geral da indústria e do setor de saúde. As operações financeiras se dão com taxa de juros fixa, de até 12% a.a., incluída a remuneração da instituição financeira credenciada de até 3,5%, ou através de operações com taxa de juros variável, TJLP mais a remuneração do BNDES (de 0,5% a.a.), mais a remuneração da instituição financeira credenciada (de até 3,5% a.a.).

⁷⁹ CTPETRO - recursos provenientes de 25% da parcela do valor dos royalties que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural.

⁸⁰ CTENERG - recursos provenientes de 0,75% a 1% sobre o faturamento líquido das empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

10.3 Política Nacional sobre Mudança do Clima

A partir das propostas apresentadas pelo governo brasileiro na Conferência das Partes – COP 15, foi criada a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC (Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009). Este instrumento determina compromissos voluntários de redução de emissões de GEE entre 36,1% e 38,9% para o Brasil em relação às emissões anuais projetadas para 2020 (com relação ao que seria emitido num cenário de referência), equivalente a 975 milhões e 1,052 bilhões de tCO₂e. Várias diretrizes e instrumentos de operacionalização deverão ser disponibilizados, entre os quais o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima – FNMC, como também compromissos setoriais específicos deverão ser definidos.

O combate ao desmatamento, citado anteriormente, constitui o principal compromisso do Brasil. Prevê reduções significativas de desmatamento na Amazônia e no cerrado até 2020, como também a recuperação de áreas degradadas, plantio direto e outras ações.

Relacionado ao setor industrial, as metas contemplam ações no campo da eficiência energética e no maior uso de fontes renováveis na geração de energia, inclusive de bagaço de cana nos processos de cogeração, além da concessão de incentivos para a produção do chamado aço verde, isto é, aquele produzido através do carvão vegetal de floresta plantada. Isto na prática deverá implicar numa mudança radical do atual modelo de produção siderúrgica na região Amazônica, e em parte da produção na região de cerrado no Estado de Minas Gerais, onde se ainda produz carvão vegetal de florestas e matas virgens (AMS, 2008). De toda sorte, a produção siderúrgica com o carvão vegetal, como também o uso de lenha em outros segmentos, precisarão ser revistos e reorganizados, devendo exigir investimentos elevados que, possivelmente, deverão contar com o apoio de fundos internacionais.

10.4 Projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo no setor industrial no Brasil

Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL constituem um plano que transcende a política nacional. O MDL é um dos três mecanismos de compensação de redução de gases de efeito estufa introduzidos pelo Protocolo de Kyoto, e que possibilita a implantação de projetos que envolvam medidas de mitigação das emissões de GEE.

Neste sentido, o governo brasileiro, sob a liderança do MCT, há alguns anos vem procurando assegurar um ambiente com regras claras de forma a incentivar a implantação de projetos de MDL. O resultado até agora observado é animador. O Brasil vem participando ativamente do mercado de carbono, e se mantém como uma das principais nações no processo de implantação de projetos de MDL, incluindo projetos no setor industrial. Em julho de 2009 havia 397 projetos registrados, equivalentes a cerca de 352 milhões de toneladas de CO₂e para os períodos inteiros de duração desses projetos (MCT, 2009c). Somente China e Índia se encontram à frente do Brasil, visto que suas matrizes energéticas são fortemente pautadas no carvão, o que abre mais possibilidades de projetos.

Do total de projetos de MDL registrados atualmente no Brasil, 1/3 desses estão no setor industrial, e nestes, segundo levantamento realizado no site do MCT (2009c), 45% das emissões evitadas se dão no setor sucroalcooleiro, através de projetos de cogeração principalmente (cerca de 76%).

10.5 Outras políticas

Algumas outras políticas em curso no Brasil, conforme descrito no Capítulo 3.1, têm impacto direto sobre o setor industrial. A primeira delas, a Política de Desenvolvimento Produtivo - PDP, onde existem incentivos diversos que podem favorecer maior competitividade, podendo alavancar a eficiência energética e a energia limpa, imaginando mercados futuros mais restritivos; e a segunda, o PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, que ao incentivar a ampliação da infraestrutura básica (estradas, saneamento, geração de energia, habitação, dentre outros), numa reação em cadeia, impulsiona vários empreendimentos industriais, em particular aqueles ligados à área da construção civil (aço, cimento, cerâmica etc) e de produção de máquinas, embalagens, dentre outros.

10.6 Barreiras existentes e propostas para a implementação das opções de baixo carbono

As dificuldades para a incorporação de medidas de mitigação de emissões são de vários tipos e comuns a diversos setores industriais, conforme detalhado a seguir.

- **Eficiência Energética**

Perdas de energia no setor industrial podem ocorrer em muitas situações. Podem se originar em processos ou equipamentos desatualizados tecnologicamente, dimensionamento incorreto destes, operação ineficiente, manutenção inadequada e outros. Logo, é possível considerar medidas de eficiência energética cobrindo um amplo leque, desde aquelas mais simples e de baixo custo (ou mesmo sem custo), que podem ser viabilizadas através de informação e de assistência técnica adequada, às medidas mais complexas, que podem implicar na troca ou atualização tecnológica de processos completos. Neste caso, além de informação e capacitação técnica por parte das empresas, as medidas de eficiência energética exigem investimentos elevados.

O quadro de desperdício de energia e de baixa eficiência energética se reflete em baixa produtividade e perda de competitividade, com reflexos no aumento da poluição atmosférica local e de emissões de GEE. A perda da competitividade, por sua vez, é que tem sido o fator que em muitos casos tem impulsionado as empresas se moverem em prol da incorporação de processos e equipamentos mais eficientes.

Em verdade, a implementação de medidas de eficiência energética poderia se viabilizar em função dos aspectos econômicos, pois, via de regra, as medidas apresentam prazos de retorno curtos e taxas internas de retorno bastante atrativas, atendendo os custos de oportunidade requeridos pelas empresas. Entretanto, possivelmente por desconhecimento desses indicadores econômicos favoráveis, as empresas optam em empregar recursos preferencialmente em outras partes de seus processos produtivos ou em outros empreendimentos, preterindo as medidas de conservação de energia (GELLER, 2003).

Os motivos da não implementação de medidas de eficiência energética no Brasil vêm sendo discutidos há anos (TAYLOR *et al.*, 2007, GELLER *et al.*, 2004, JANNUZZI, 2000), e reproduzem em certa medida o que também ocorre em outros países (WORREL *et al.*, 2009, DYER *et al.*, 2008, JOCHEM e GRUBER, 2007, IEA, 2007). A origem principalmente pode estar no baixo preço da energia, e no conseqüente baixo impacto sobre custos finais de produção (o que não é verdadeiro para vários segmentos energo-intensivos (HENRIQUES JR., 1995), mas, percebe-se em geral que há poucos incentivos ou estes são deficientes, há dificuldades de financiamento, informação insuficiente, baixa articulação entre agentes, baixa capacitação técnica, aspectos culturais, dentre diversos outros fatores.

Os incentivos poderiam compreender redução de IPI para produtos e equipamentos mais eficientes, concessão de bônus para empresas mais eficientes (sobre imposto de renda, por exemplo), depreciação mais acelerada de equipamentos, redução de impostos de importação de equipamentos mais eficientes, investimentos em P&D e nas empresas fabricantes de equipamentos mais eficientes, dentre outros.

As linhas de financiamento poderiam ser mais atrativas e ágeis. Vale mencionar que, o que se exige para uma pequena empresa em termos de documentação, burocracia e garantias, é tão complexo quanto para grandes corporações, que normalmente têm estruturas para tal (WITTWER *et al.*, 2004).

A informação técnica tem se mostrado limitada. Muitas das medidas de eficiência energética não são bem conhecidas por parte das empresas, como também seus benefícios econômicos ou mesmo os ganhos associados à melhoria de produtividade e/ou qualidade (itens também passíveis de se conseguir). Neste aspecto, medidas de extensão e informação tecnológica são instrumentos bastante efetivos e que podem ser implementados através de programas setoriais ou transversais para certas tecnologias, cobrindo informações sobre ganhos possíveis, estudos de caso, exemplos de boas práticas, avaliações econômicas, boletins informativos e manuais. A assistência tecnológica, já desenvolvida em algumas ocasiões no Brasil através de auditorias energéticas, também pode ser uma alternativa de interesse

Uma análise crítica preliminar dos programas na área de eficiência energética em vigor no Brasil também mostra uma atuação pouco voltada para o setor industrial (CNI, 2009), salvo as ações do PROCEL voltada para motores elétricos. Com relação ao uso de combustíveis no setor industrial, pontos que deveriam estar cobertos no CONPET, não existem ações de maior envergadura voltadas para a indústria. Na verdade, a Petrobras, coordenadora do programa, tem se visto numa situação no mínimo conflitante - se o objetivo da empresa é maximizar vendas e lucro, por que promover redução do uso de combustíveis num de seus principais clientes - a indústria? O que fazer com os combustíveis que sobrariam nas refinarias, já que a cesta de derivados de petróleo é mais ou menos fixa? Com relação ao gás natural, algo parecido vinha ocorrendo. O objetivo das empresas do setor era o de fomentar o mercado, vender mais, e não diminuir o consumo. Assim sendo, muitas conversões realizadas, com o apoio das empresas distribuidoras de gás, seguiram a mesma lógica, e muitas dessas trocas para o gás natural foram feitas pelo menor custo possível, deixando de lado a melhor

tecnologia, que naturalmente poderia incorporar uma maior eficiência energética (INT, 2007).

A seguir estão resumidas as medidas propostas no campo da eficiência energética:

- i) Ampliar a base das informações sobre o perfil de uso de energia nas indústrias e do potencial de economia de energia. Isto pode ser realizado através de programas de auditorias energéticas que resultariam em dois pontos de interesse - a base de dados propriamente dita e na assessoria às empresas.
- ii) Criar programa ou sistema de informações para as empresas (ex.: boletins com estudos de caso, informações sobre novas tecnologias, boas práticas etc). EUA e alguns países europeus possuem programas que contemplam este tipo de informação tecnológica (CNI, 2009, WEC, 2008, EC, 2005).
- iii) Desenvolver trabalho de articulação entre agentes envolvidos (empresas, bancos, consultoria e outros).
- iv) Promover incentivos via redução de alíquotas de IPI para equipamentos de maior eficiência energética (queimadores, caldeiras, fornos, trocadores de calor, purgadores e outros).
- v) Disponibilizar linhas de financiamento através do BNDES e bancos credenciados com taxas diferenciadas e outras condições especiais para a implementação de projetos de eficiência energética.
- vi) Desenvolver programas de capacitação de agentes para consultoria e para técnicos nas empresas.
- vii) Desenvolver novo ciclo de extensão e assistência tecnológica às empresas.
- viii) Estabelecer metas de índices de consumo específico por setores ou grupos de empresas assemelhadas, criando bônus ou prêmios para as melhores.
- ix) Estimular o mercado de *ESCOs*.
- x) Desenvolver projetos de demonstração.
- xi) Ampliar os recursos de P&D para projetos de eficiência energética na indústria através dos fundos de C&T (CTPETRO e CTENERG). EUA têm vários programas que suportam desenvolvimento tecnológico e inovação através de parcerias e fundos do governo (CNI, 2009, US/DOE, 2006).
- xii) Ampliar transferência de tecnológica através de parcerias tecnológicas.
- xiii) Reduzir carga tributária sobre itens importados que resultem em eficiência energética.

xiv) Rever os programas de eficiência energética do governo, em particular o CONPET, de forma a incorporar ações específicas mais efetivas de eficiência energética para a indústria.

xv) Criar nos moldes dos selos PROCEL, CONPET, EnergyStar (EUA) (<http://www.energystar.gov/>) e outros, programas de certificação para empresas energeticamente eficientes, possivelmente derivado da ISO 14.000. Com base nesta certificação poderiam ser criados “bônus” ou reduções de impostos e encargos.

xvi) Incentivar acordos voluntários. BERNSTEIN *et al.*, 2007 apresenta um bom resumo sobre esta questão.

Todos os pontos aqui colocados focam a eficiência energética, mas têm como objetivo final a redução das emissões de gases de efeito estufa, particularmente do CO₂. Logo, poder-se-ia imaginar também políticas mais específicas e diretas, como por exemplo: sobretaxar ou criar alíquotas mais altas de imposto sobre processos ineficientes e que operem com combustíveis de alto fator de emissão (IPCC-WGIII, 2007). Os recursos arrecadados municiariam fundos para a mitigação ou de pesquisa e inovação para o combate às emissões.

- **Reciclagem e Economia de Materiais**

As principais barreiras no setor de reciclagem situam-se na limitação de financiamentos, no baixo engajamento de municípios e ainda a flutuação dos preços de matérias-primas e de certas *commodities*. Por exemplo, na medida em que os preços da bauxita ou alumina se situem muito baixos, o preço pago pelo alumínio de sucata se reduz e, conseqüentemente, a oferta de sucata também diminui. Além disso, há limitações na oferta de alguns materiais, devido indisponibilidade eventual, custo muito elevado da coleta seletiva e custo com transporte (CEMPRE, 2009).

Medidas propostas:

- i) Apoiar / financiar associações, cooperativas de reciclagem de material usado.
- ii) Criar / incentivar programas de coleta seletiva em cidades de médio e grande porte (para papel, vidro, metais e plásticos).
- iii) Desenvolver modelos de taxaço do tipo depósito/retorno (*deposit/refund*), nos moldes do que já ocorre em vários países desenvolvidos (PALMER *et al.*, 1995). Essa prática incentiva detentores de bens inservíveis a buscarem centros de coleta de bens usados para terem retorno de taxas pagas previamente quando da aquisição de bens novos.

iv) Criar programas de reciclagem com maior visibilidade na mídia, tais como selos e certificados verdes para produtos reciclados, possivelmente de acordo com a ISO 14.000.

v) No caso do setor de cerâmica, onde é possível praticar economia de materiais, promover a capacitação das empresas em programas de redução de perdas e melhoria da qualidade.

- **Substituição Inter-Combustíveis (fóssil por fóssil)**

A substituição de fontes fósseis de maior conteúdo de carbono por gás natural apresenta duas dificuldades principais: a limitação da malha de transporte e de distribuição, e o preço do gás, que em muitas situações não é competitivo com outros energéticos.

A malha de distribuição exige investimentos de vulto e financiamento. Desenvolver mercados de forma antecipada tem sido uma política praticada por várias empresas de distribuição, além de estruturar modelos onde empresas “âncoras” possibilitem uma maior garantia do retorno do capital investido.

A questão do preço é complexa. Trata-se de energético mais nobre e limpo, que naturalmente tende a ser mais caro que combustíveis residuais e mais poluentes. Mas o uso do gás pode propiciar outros ganhos indiretos (eliminação de estoque, minimização de manutenção, pagamento posterior etc), que por vezes não são contabilizados pelos potenciais consumidores.

Ações propostas:

- i) As empresas de transporte e de distribuição de gás natural deveriam acelerar a construção de gasodutos e da rede de distribuição nos estados com maior concentração de pólos industriais.
- ii) Ampliar as linhas de financiamento para indústria de modo a facilitar as conversões para o gás natural nas empresas.
- iii) Continuar os investimentos em P&D para fomentar o mercado de gás, desenvolvendo novos produtos e equipamentos mais eficientes.
- iv) Apoiar / financiar empreendimentos de GNC e GNL.

- **Cogeração de Energia**

A cogeração de energia tem tido dificuldades de avançar mais no Brasil, à exceção de setores tradicionais que dispõem de energéticos residuais. Além dos segmentos

considerados no presente estudo (sucroalcooleiro, siderurgia e papel e celulose), há um potencial razoável nos setores petroquímico, química e de alimentos, segundo WADE (2006), MAIA (2005) e TOLMASQUIM *et al.* (2003b), mesmo que resulte somente maior eficiência energética.

Geralmente os custos para implantar a cogeração são elevados (> US\$ 900/kW), existem altas taxas cobradas pelas concessionárias para a medição de energia, problemas técnicos de inter-conexão à rede, demora nos processos de liberação de financiamentos pelo BNDES, indisponibilidade de equipamentos nacionais, dentre outras dificuldades (BRASIL, 2007a). Podem existir também problemas de baixa oferta de combustíveis residuais devido à sazonalidade em alguns empreendimentos, como no caso da cana-de-açúcar, reduzindo disponibilidade de energia e a viabilidade econômica do sistema.

Porém, sem dúvida, o principal aspecto para impulsionar a cogeração no Brasil está ligado à rentabilidade econômica do empreendimento e à garantia de compra da energia gerada excedente por parte das empresas concessionárias de energia. A economicidade dos empreendimentos de cogeração é extremamente sensível aos preços da energia elétrica e à taxa de câmbio, dado que muitos equipamentos são importados (TOLMASQUIM *et al.*, 2003b). A remuneração adequada da energia excedente, somada aos outros ganhos operacionais (ou ambientais, via MDL, por exemplo), deve atender ao custo de oportunidade do cogrador, cujo valor é variável dependendo do tipo de negócio ou do setor que está sendo considerado. Paralelamente a este aspecto, existem outras questões que podem fomentar este setor:

- i) Estimular o desenvolvimento de fornecedores nacionais de equipamentos, através de linhas de crédito, incentivos fiscais, subvenção econômica para a transferência tecnológica de produtos e processos e aquisição de “modelos pioneiros”.
- ii) Revisar tributos sobre os equipamentos (IPI, depreciação mais acelerada etc).
- iii) No caso do uso do gás natural, avaliar a aplicação de tarifas reduzidas para os casos de maior eficiência energética e redução da emissão de CO₂.
- iv) Definição de padrões técnicos de interconexão à rede.
- v) Prospectar de forma detalhada o potencial de cogeração, investigando a ampliação da rentabilidade econômica dos empreendimentos através da comercialização de créditos de carbono.

Interessante observar que, na medida que o parque gerador nacional se torne mais térmico a partir de fontes fósseis, os abatimentos de emissões de carbono por cogeração se tornarão mais significativos.

- **Uso de biomassas renováveis e eliminação de biomassas de desmatamentos**

As biomassas enfrentam barreiras de diversos tipos. No caso da lenha e do carvão vegetal há dificuldades pelo lado da oferta diante de limitações de crédito e pelo baixo preço praticado na oferta das biomassas de desmatamento. Somam-se a estes pontos a questão do alto custo da terra, a competição com outros usos, as distâncias existentes dos empreendimentos florestais para alguns pólos industriais, que encarecem o transporte, e os demais custos de transação da utilização da biomassa renovável. Todo esse quadro, portanto, determina uma oferta limitada como também desmotiva grandes empreendimentos de biomassas plantadas.

Pelo lado da demanda no setor industrial, ainda não existem mecanismos de mercado suficientemente desenvolvidos que promovam a biomassa renovável em substituição à energia fóssil, à exceção do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que pode ter um papel relevante.

Portanto, medidas para incrementar a participação da biomassa renovável e eliminar o desmatamento são complexas, exigindo ações multidisciplinares, que envolvem medidas de comando e controle (fiscalização), redefinição de regras e leis, compensações financeiras, limitação de crédito para atividades degradantes e, principalmente, financiamento de longo prazo para formação e manutenção de florestas energéticas (rotações de 7 anos e ciclos de até 21 anos).

No caso do carvão vegetal, muito embora a principal barreira seja a falta de florestas plantadas, é igualmente importante coibir a produção e o consumo deste energético proveniente de desmatamentos, que gera degradação ambiental e concorrência predatória. Além de ações de fiscalização em relação ao uso ilegal desse carvão vegetal não-renovável, sugere-se também a substituição integral dos fornos rudimentares (do tipo “rabo-quente”), ainda muito comuns em áreas rurais, por fornos com tecnologias mais modernas e eficientes. Apesar da porta de entrada para o desmatamento estar intimamente relacionada com a falta de florestas plantadas, o emprego de métodos ultrapassados de carbonização também facilita o acesso à produção insustentável por parte de indutores diretos e indiretos de desmatamento

(PLANTAR, 2009). Além disso, estes fornos emitem grandes quantidades de gases poluentes prejudiciais à saúde dos trabalhadores (FERREIRA, 2000a e 2000b). Portanto, tecnologias mais modernas de carbonização, em empreendimentos formais e controlados, devem ser incentivadas e financiadas.

De outro lado, há um problema na área social. Os trabalhadores rurais informais que atuam na cadeia informal e ilegal de produção biomassas, tanto no abate de árvores quanto na produção de carvão (que dificilmente têm outras fontes de renda), precisariam necessariamente ser considerados num novo modelo de produção, que deveria prever o engajamento de tais pessoas nas novas atividades florestais ou industriais, ou ainda considerar mecanismos compensatórios.

Por fim, conter o desmatamento, além de tarefa complexa, tem um custo bastante elevado. As regiões a serem controladas e fiscalizadas são muito extensas e afastadas, e existem diversos interesses econômicos que precisam ser equacionados. No caso da Amazônia, uma estratégia complementar tem sido apresentada e poderia somar. MOUTINHO *et al.* (2001), SOARES-FILHO *et al.* (2005), dentre outros, têm apresentado propostas no sentido da valorização da floresta “em pé”, fazendo com que a exploração e o manejo sustentáveis de florestas sejam mais vantajosos do que os empreendimentos degradantes que vêm se instalando. De outro lado, alguns incentivos danosos precisariam ser abolidos, como, por exemplo, os créditos concedidos a atividades agrícolas e da pecuária para regiões de florestas nativas (BRASIL, 2008b, FEARNSSIDE, 2005)⁸¹.

De toda sorte é razoável imaginar que boa parte das propostas aqui apresentadas e dos volumes de recursos necessários poderão ser se dar através de parcerias público-privadas, onde os custos e obrigações poderão ser repartidos de forma a ajudar na viabilização dos empreendimentos. As medidas políticas a serem implementadas de forma resumida são:

- i) Por em prática a Política Nacional de Mudança do Clima no que diz respeito à redução do desmatamento (incluindo as medidas de fiscalização, eliminação de créditos etc).

⁸¹ Existem ainda outras questões aqui não tratadas, como a construção de rodovias etc, que também, literalmente, pavimentam caminhos para o desmatamento e emissões de carbono, segundo SOARES-FILHO *et al.* (2005).

- ii) Desenvolver programas de exploração sustentável de florestas (porém com extremo controle e fiscalização).
- iii) Considerar a inclusão da lenha e do carvão vegetal renováveis como biocombustíveis na política energética brasileira.
- iv) Financiar empreendimentos de florestas energéticas para a produção de lenha e de carvão vegetal renovável.
- v) Integrar o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Kyoto às políticas públicas de financiamento, como instrumento adicional para se incrementar a atratividade da utilização de carvão vegetal renovável (aproveitando a existência de três metodologias que cobrem a cadeia produtiva da siderurgia) (PLANTAR, 2009).
- vi) Financiar em condições especiais para a aquisição de equipamentos industriais para o uso destes energéticos (picadores, fornos, caldeiras etc).
- vii) Proibir o emprego de fornos rudimentares usados na produção de carvão vegetal, apoiando empreendimentos organizados, controlados e não-poluentes.
- viii) Cuidar da inserção de trabalhadores informais que atuam no desmatamento e/ou produção de carvão vegetal em novas atividades.

- **Energia solar**

No caso da energia solar, as principais barreiras têm sido a falta de conhecimento da tecnologia, ausência de financiamento e aspectos culturais. Muitas empresas estão acostumadas aos seus processos tradicionais, e têm dificuldades com relação a mudanças e inovações. As principais recomendações são:

- i) Manter IPI zero para os produtos de uso de energia solar (coletores para aquecimento de água/ar e painéis para a energia fotovoltaica).
- ii) Desenvolver campanha informativa sobre a tecnologia.
- iii) Criar linha de financiamento especial (juros reduzidos, carência, prazo dilatado de amortização).
- iv) Destinar recursos de P&D para o desenvolvimento de equipamentos industriais alimentados pela energia solar (secadores, por exemplo).
- v) Desenvolver projetos de demonstração.

Por fim, num enfoque transversal, cobrindo todas as medidas de mitigação aqui apresentadas, cabe promover uma maior transferência de tecnologia, item que tem sido

um importante gargalo para a redução de emissões de carbono (IPCC-WGIII, 2007, G8+5 ACADEMIES OF SCIENCE, 2009).

- **Panorama para 2050**

Vislumbrando 2050, além das propostas aqui apresentadas, alguns outros pontos poderiam ser somados:

- i) Incentivar e acompanhar de forma estreita os novos desenvolvimentos tecnológicos voltados para eficiência energética, possivelmente através de acordos de cooperação e de transferência de tecnologia.
- ii) Ampliar a oferta de biomassa residual e seu aproveitamento energético, inclusive em sistemas de cogeração.
- iii) Iniciar levantamentos do potencial de captura e armazenagem de CO₂ (CCS) e iniciar desenhos desses empreendimentos.
- iv) Embutir na sociedade novos padrões de consumo, impondo produtos mais “limpos”, menos intensivos em energia e emissões, e recicláveis.

10.7 Análise final de ganhos dos agentes envolvidos

De tudo que foi visto em termos de opções tecnológicas apresentadas, do potencial de abatimento e seu custo, dos cenários de longo prazo e das políticas propostas, fica de certa forma entendido que os ganhos para a sociedade como um todo são positivos. Se a concentração de GEE na atmosfera é controlada, e os riscos de aquecimento global atenuados, menores deverão ser os danos ambientais e os impactos sobre a economia, que afetariam governos e toda a população. Todavia, fica a pergunta se algum dos agentes envolvidos ou algum setor específico seria afetado negativamente ao se implantar medidas de mitigação. Neste sentido, foi feita uma análise das opções tecnológicas aqui consideradas e de seus impactos em termos qualitativos sobre os atores e agentes envolvidos. A Tabela 138 resume esta avaliação.

Tabela 138 - Quadro resumo - avaliação de ganhos e perdas por parte dos agentes

Tipo de Medida	Indústria	Meio Ambiente/ Sociedade	Governo	Indústria Produtora de Óleo, Gás, Carvão e Outros	Setor Elétrico
Eficiência energética	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Perde</i>	<i>Indiferente/ Ganha</i>
Reciclagem	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Perde</i>	<i>Perde / Ganha</i>
Substituição por GN	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Indiferente / Perde</i>
Uso de Fontes Alternativas	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Perde</i>	<i>Indiferente / Perde</i>
Uso de CV e lenha renováveis	<i>Perde</i>	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Indiferente / Perde</i>	<i>Indiferente</i>
Cogeração	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Ganha</i>	<i>Indiferente</i>	<i>Ganha (Gerador) / Perde (Distribuidor)</i>

Fonte: Elaboração própria.

- **Comentários**

Medidas de Eficiência Energética

Estas medidas representam ganhos para praticamente todos os atores. Empresas auferem ganhos econômicos pela redução do uso da energia, ganhos pelo aumento de produtividade e, por vezes, também na melhoria da qualidade de produtos. Redução do uso de combustíveis fósseis sempre determinará vantagens ambientais, tanto em termos de poluição local quanto de plano global. Perdem somente as empresas fornecedoras de combustíveis, que sofreriam perda de receita.

Reciclagem

Todos os agentes têm vantagens, exceto as empresas fornecedoras de combustíveis e de energia elétrica que perdem receita pela redução da demanda dos energéticos de um modo geral. A exceção poderia se dar na reciclagem de ferro e aço, onde a sucata, se processada em fornos elétricos, aumentaria a demanda de eletricidade.

Substituição por Gás Natural

Todos os agentes auferem ganhos econômicos, ambientais etc. O setor elétrico é que, diante de mercados onde há competição inter-energéticos, pode sofrer com a troca da energia elétrica pelo gás. Mas isso não é muito provável de ocorrer. A maioria das substituições que devem ocorrer seria de combustíveis mais caros pelo gás natural ou, conforme avaliado no presente estudo, a troca de combustíveis de alto fator de emissão de CO₂ pelo gás natural.

Uso de Fontes Alternativas

As fontes alternativas podem gerar ganhos econômicos para as indústrias, menores impactos ambientais, e geração de renda e emprego. Os setores de energia elétrica e de oferta de combustíveis fósseis poderiam apresentar perdas pela concorrência com o uso da biomassa e da energia solar.

Uso Carvão Vegetal e Lenha Renováveis

As empresas que atualmente fazem uso de biomassas de desmatamento e que passariam a empregar biomassas renováveis seriam aquelas com riscos de perdas, devido aos prováveis preço mais elevados. Eventualmente as empresas produtoras e comercializadoras de combustíveis fósseis também perderiam, na medida em que estes energéticos fossem trocados pelas biomassas.

Cogeração

A cogeração de energia pode trazer vantagens econômicas para as indústrias e meio ambiente no caso do emprego de combustíveis residuais dos processos fabris (bagaço, lixívia e gases).

No setor elétrico há duas situações. Considerando o setor de geração de energia, as vantagens se dão por reduzir a pressão sobre a ampliação da oferta, como também por possibilitar ter um mix pelo lado da oferta de energia a um custo mais baixo (menor custo de expansão do sistema). De outro, no entanto, as distribuidoras de energia poderiam ter margem de lucro reduzida, caso o valor pago às indústrias cogedoras fique superior ao que seria adquirido do sistema elétrico interligado ou de geração própria.

- **Conclusões**

As medidas para uma economia de baixo carbono, mesmo oferecendo ganhos energéticos e econômicos para vários atores, tendem a ter alguma dificuldade de implantação no setor industrial devido a barreiras e dificuldades de diversos tipos. Sem dúvida, há a necessidade de um forte impulso pelo lado do governo no sentido de implementar incentivos mais apropriados, ampliar o financiamento e criar outros mecanismos de apoio.

11 COMENTÁRIOS FINAIS E CONCLUSÕES

Conter o aquecimento global entrou definitivamente na pauta das preocupações dos países. Além das providências visando minimizar a vulnerabilidade e para a adaptação às mudanças já em curso, reduzir as emissões de gases de efeito estufa tornou-se crucial de forma a evitar mudanças climáticas. Um aquecimento acima de 2°C, conforme visto no capítulo introdutório, representa sério risco, e deve acarretar danos ambientais, econômicos e sociais, muitos dos quais irreversíveis.

Mitigar o lançamento de GEE na atmosfera seria como tentar cortar o mal pela raiz, como também parece ser menos traumático e custoso a reparar danos já estabelecidos. Muito vem sendo feito, a começar pelo Protocolo de Kyoto, que estabeleceu metas de redução de emissões de GEE para os países do chamado Anexo 1, e também por ações voluntárias conduzidas em vários países. Mas tudo isso aparenta não ser suficiente, segundo o IPCC-WGIII (2007), e há consenso de que é necessário fazer muito mais. Independentemente da capacidade econômica dos países, ações de mitigação de GEE deverão constar da pauta dos governos, e abrangerão todas as atividades econômicas, compreendendo desde a geração de energia, produção industrial, transporte, agricultura e disposição de resíduos, à preservação de florestas.

O Brasil, conforme visto no Capítulo 2, tem contribuição importante nas emissões globais, já despontando como o quarto maior país emissor de CO₂ (com base em 2005), segundo o Climate Analysis Indicator Tools - CAIT database (WRI, 2009). Seu maior desafio será conter as emissões oriundas do uso e mudanças do solo, incluindo a redução do desmatamento (MCT, 2009a, MMA, 2009). Mas, sem dúvida, há também um potencial de abatimento apreciável nos demais setores emissores, incluindo o setor industrial, de acordo com estudos anteriores de LA ROVERE *et al.* (2007 e 2006) e MCKINSEY (2009), e a exemplo de trabalhos internacionais aplicados a outros países (IEA, 2008a).

Observando os dados para o Brasil, de acordo com o novo inventário preliminar das emissões, recentemente elaborado pelo MCT (2009a), pode parecer à primeira vista que o setor industrial brasileiro não mereça atenção, dado o baixo peso relativo de suas emissões. Nesse inventário, o setor industrial⁸² é responsável por cerca 8,9% das

⁸² Sem o segmento de refino de petróleo.

emissões de CO₂ em 2005, provenientes da queima de combustíveis fósseis e dos processos industriais, percentual puxado para baixo pela contribuição pesada das emissões advindas do uso do solo e florestas. Porém, se computado somente o uso da energia, desconsiderando as emissões provenientes do uso do solo e florestas, o setor industrial passaria a ser responsável por praticamente um terço das emissões totais de CO₂, demonstrando sua importância quando se pensa em ações de mitigação.

Em 2007, de acordo com a contabilização realizada no presente estudo no Capítulo 7.2, as emissões de CO₂ no setor industrial atingiram cerca de 143 milhões toneladas (incluindo o segmento de refino de petróleo), provenientes da queima de combustíveis fósseis e de uma parcela de biomassas ainda extraída de matas nativas. Se somadas as emissões indiretas pelo uso da energia elétrica nas empresas, e também aquelas advindas de processos industriais, as emissões totais se situaram perto de 200 milhões tCO₂ naquele ano. Portanto, um montante em valor absoluto equiparável aos padrões de alguns países desenvolvidos, e que representa aproximadamente 4% das emissões de CO₂ da indústria mundial, com base no IEA (2009b) e WRI (2008).

Um exame mais detalhado dos indicadores de consumo específico de energia nos diversos sub-setores que compõem o setor industrial, e de outras abordagens complementares, revelou que, de fato, há um potencial apreciável de redução ou de substituição do uso de combustíveis fósseis, podendo conseqüentemente resultar em reduções das emissões de CO₂. Esse potencial advém da implementação de medidas de eficiência energética, da reciclagem e economia de materiais, da ampliação do emprego do gás natural, do uso de fontes renováveis em substituição a combustíveis fósseis, em particular de biomassas, do maior uso da cogeração de energia, e da eliminação da biomassa (carvão vegetal e lenha) proveniente de desmatamentos.

Estas opções tecnológicas constituíram a base para construção do cenário de baixo carbono, inicialmente projetado para o ano de 2030. Esse cenário foi confrontado com o cenário de referência (B1), dado pelo PNE 2030 da EPE (BRASIL, 2007a), resultando, por diferença, nas quantidades de CO₂ a serem abatidas no período de 2010 a 2030. A implantação desse conjunto de medidas proporcionaria uma redução em 131,3 milhões tCO₂ em 2030 (no potencial ajustado), montante equivalente 39,9% das emissões naquele ano. Ou seja, a quantidade a ser evitada em 2030 praticamente representa o que foi emitido em 2007. No período completo de 2010-2030, as emissões evitadas atingiriam 1,536 bilhões de tCO₂ (31,2% do total no cenário de referência), proveniente principalmente do bloco de medidas de eficiência energética (43%), e da medida

referente à eliminação do uso de biomassa não-renovável (37%). Interessante notar que no portfólio de medidas específicas de mitigação, há opções tecnológicas desde aquelas mais simples e de baixo custo, como controle de processos, manutenção e otimização da combustão, a medidas mais complexas e caras, ligadas a novos processos fabris, recuperação de calor em fornos, cogeração e substituição de fontes fósseis. Nesta última, por exemplo, seriam necessários aportes financeiros tanto no parque fabril das empresas em alguns setores, como também na implementação de florestas para fins energéticos.

Pelo lado dos setores emissores as maiores possibilidades de redução de emissões se concentraram no setor de ferro e aço (44%), dado o elevado consumo absoluto de fontes fósseis e também pelo emprego ainda expressivo de carvão vegetal proveniente de desmatamentos, segundo a AMS (2008). Algo semelhante se passa no setor de cerâmica (13% das emissões totais), onde há um uso intenso de lenha nativa. Entretanto, de outro lado, notou-se também que há setores de consumo de energia bastante elevado, como o caso do de alimentos e bebidas, e o de papel e celulose, mas com emissões relativamente baixas, pelo fato se empregarem biomassas renováveis em larga escala. Assim, as possibilidades de mitigação de emissões nestes setores são limitadas.

O potencial bruto de mitigação, também quantificado, indica os montantes evitáveis de emissões que poderiam ser alcançados, caso as medidas fossem implantadas de forma isolada. Neste caso, chamou atenção a medida de eliminação de biomassa, cujo potencial real, sem processar os descontos prévios de medidas de eficiência energética e outras, passaria a ser de cerca de 702 milhões tCO₂ para o período de 2010 a 2030. Nesse enfoque do potencial bruto, portanto, essa medida constituiria a principal opção de mitigação no bloco estudado.

Os investimentos necessários estimados para a implementação das medidas de mitigação resultaram bastante elevados, atingindo aproximadamente US\$ 48,3 bilhões (em valor presente), concentrados nas medidas de eficiência energética (57%) e na de eliminação a biomassa não-renovável (11%) (para o potencial ajustado). Desse total de investimentos, 37% seria aplicado no setor de ferro e aço, em particular na implantação de novos processos fabris, eficiência energética, cogeração, reciclagem e na ampliação do uso de carvão vegetal renovável, incluindo os investimentos para a ampliação das áreas de florestas de eucalipto. Neste aspecto, cabe lembrar que seriam necessários cerca de 2,4 milhões de hectares (no potencial ajustado) que, apesar de se tratar de uma área relativamente grande, não representaria nada de excepcional no caso do Brasil,

como também não concorreria com a produção de alimentos e/ou outros empreendimentos, segundo o PNE 2030, no texto específico de biomassa (BRASIL, 2007c) e UNICAMP (2005). Além disso, áreas degradadas poderiam ser aproveitadas.

Também importante mencionar que boa parte dos investimentos totais necessários para a maioria das medidas de mitigação e sub-setores analisados pode proporcionar economias de energia significativas, dentre outros ganhos e co-benefícios, determinando, geralmente, prazos de retorno relativamente curtos em muitas situações, assim como taxas internas de retorno extremamente atraentes. Conseqüentemente, os custos de abatimento por tonelada de CO₂ evitada para várias medidas se mostraram negativos, caracterizando por medidas “sem arrependimento”. Este foi o caso dos projetos de eficiência energética, reciclagem de materiais, energia solar, maior uso do gás natural (sob o ponto de vista das empresas de transporte e distribuição) e cogeração de energia, considerando uma taxa de desconto social de 8% ao ano. No caso do gás natural, se os investimentos forem vistos pelo lado dos consumidores, o custo de abatimento se mostra positivo, devido ao preço mais elevado desse energético e também por não terem sido computados outros ganhos indiretos.

Também positivos, próximos a US\$ 9,0/tCO₂, encontram-se os custos de abatimento para a troca de combustíveis fósseis por biomassas (principalmente o carvão vegetal na siderurgia) e a eliminação de biomassas de desmatamento. No entanto, estes custos poderiam ser considerados como extremamente baixos quando comparados aos valores a serem pagos por projetos MDL ou diante de possíveis taxas de carbono a serem praticadas no futuro, caso aumentem as pressões da sociedade ou o quadro climático se agrave. Neste aspecto, percebeu-se que, abaixo de US\$ 20/tCO₂, poderiam ser abatidas 97,8% das emissões identificadas como evitáveis no presente estudo, ou seja, 1,504 bilhões tCO₂ no período de 2010-2030.

Todavia, do ponto de vista das empresas, tomando-se um custo de oportunidade médio do setor de 15% ao ano (*break-even price*), constatou-se que o resultado dos custos de abatimento sofre alterações. Medidas de eficiência energética no conjunto passam para um custo positivo de US\$ 1,5/tCO₂, puxado pelas medidas específicas aplicadas no setor de refino de petróleo, principalmente. Se este setor fosse retirado do bloco, os custos se manteriam negativos. Ainda com a taxa de 15% ao ano, os custos de abatimento para as medidas de biomassa ficariam mais altos, passando para US\$ 34,7 e US\$ 19,5/tCO₂, respectivamente para a substituição de fontes fósseis e eliminação da fração não-renovável. A cogeração de energia passaria também de um custo negativo

para positivo, de US\$ 185,4/tCO₂, por influência dos setores de papel e celulose, e o siderúrgico. Caso fosse considerado somente a cogeração no setor sucroalcooleiro, o custo de abatimento se manteria negativo para o custo de oportunidade de 15% a.a..

A análise de sensibilidade dos custos de abatimento revelou que estes podem variar acentuadamente em função das taxas de desconto adotadas e dos preços do petróleo. Por exemplo, o custo de abatimento para cogeração de energia passaria de um valor negativo com a taxa de 8% a.a. para mais de US\$ 300 empregando-se uma taxa de 18,5% ao ano. Variando o preço do petróleo de US\$ 40 até US\$ 130/barril, o custo de abatimento para a troca de fontes fósseis por biomassa passaria de US\$ 9,0 para abaixo de US\$ -70,0, mesmo aplicando algum aumento para os preços das biomassas. Nestas condições, a taxa interna de retorno também melhoraria acentuadamente, saindo de negativa para perto de 18% ao ano.

Com o objetivo de tentar visualizar o que poderia ser encontrado num cenário ainda mais distante, embora cercado de incertezas e de especulação, procedeu-se uma simulação complementar até o ano de 2050. Neste cenário foi considerada uma penetração mais acelerada, entre 2030 e 2050, de tecnologias emergentes, representadas pelas medidas de eficiência energética e projetos de captura e armazenagem de carbono (CCS), e também pelo uso mais intenso de biomassa substituindo os combustíveis fósseis e pela cogeração de energia. Nestas condições, as emissões de CO₂ atingiriam 680,4 milhões tCO₂ no cenário de referência, contra 331,9 milhões tCO₂ no cenário de baixo carbono em 2050, indicando uma redução possível de 51% naquele ano. Assim, no período completo de 40 anos (entre 2010 e 2050), poderiam ser evitados 5,9 bilhões tCO₂, onde a maior parcela se daria por medidas de eficiência energética (40%). Uma simulação incluindo o consumo e medidas de economia de energia elétrica elevaria ainda mais o montante passível de mitigação no período, passando para 6,2 bilhões tCO₂.⁸³ Porém, o mais interessante, observado nas curvas apresentadas no Capítulo 10.3, refere-se à tendência de estabilização das emissões no cenário de baixo carbono a partir do ano de 2048, aproximadamente. Ou seja, a partir daquele ano, as emissões no cenário de baixo carbono deixariam de crescer, alcançariam uma estabilização, e, provavelmente, alguns anos adiante, deveriam iniciar um processo de declínio.

⁸³ Nota-se que para o horizonte de tempo após 2030, haveria ainda uma parcela importante de CO₂ originária dos processos fabris (cimento, refino de petróleo e outras) passível de mitigação via CCS, aqui não contabilizada..

Os custos de abatimento recalculados para o período de 2010 a 2050 tendem a se afastar de zero (para mais ou para menos, conforme a medida de mitigação). Isto se dá pelo fato de os investimentos e custos necessários crescerem numa razão superior ao aumento das emissões a serem abatidas, embora o resultado final não fique muito modificado com relação ao quadro anterior para 2010-2030, empregando a taxa de 8% a.a..

No caso da medida de CCS, segundo alguns autores (BERNSTEIN *et al.*, 2006, PAGE *et al.*, 2009), os custos de abatimento ainda são muito elevados, além do que a tecnologia ainda passa por aprimoramentos. Acredita-se que o CCS se tornaria economicamente viável apenas num forte mercado global de carbono, com preços bem acima da faixa de US\$ 30 por tonelada equivalente de carbono, ou ainda através da imposição de metas formais de redução de emissões (POINTCARBON, 2009).

Portanto, de tudo que foi visto sobre as opções tecnológicas, conclui-se que tecnologias de energia renovável e de eficiência energética estão prontas para serem empregadas, tanto em termos tecnológicos quanto de mercado. Políticas climáticas sérias demandariam o emprego destas opções imediatamente e de modo o mais abrangente possível. De outro lado, tecnologias de captura e armazenamento de carbono, e outras que estão em desenvolvimento, poderão desempenhar um papel importante, mas provavelmente somente após 2030 (pelo menos no Brasil).

Numa outra abordagem mais pelo lado econômico, as medidas de mitigação poderiam ser agrupadas em dois blocos – aquelas com alta atratividade econômica e custo de abatimento negativo (*no regrets*), e aquelas onde as taxas de retorno não alcançam os custos de oportunidade setoriais desejados. Exatamente essa diferença oferece algum obstáculo econômico. Uma estimativa sobre esses montantes poderia ser alvo de avaliação futura, como também a realização de um *benchmark* nos segmentos industriais específicos objetivando capturar os valores reais a serem considerados, embora isto não seja trivial, pois devem ocorrer variações significativas em função de percepções distintas em cada um dos segmentos industriais, porte das empresas e também o tipo de medida de mitigação. Há medidas de mitigação, inclusive, que trazem consigo outros ganhos não capturados na maior parte das avaliações realizadas, conforme mencionado.

No bloco dos empreendimentos avaliados com alta atratividade econômica, as medidas de mitigação, em tese, poderiam ser implementadas sem incentivos financeiros específicos. Os custos marginais de abatimento negativos, na maior parte das medidas,

também revelam que estas poderiam ser viabilizadas sem investimentos adicionais ou taxas de carbono. Mesmo assim, algumas destas opções tecnológicas têm encontrado certas dificuldades e barreiras para uma implementação mais abrangente e espontânea nas empresas de um modo geral. No caso das medidas de eficiência energética, por exemplo, tem sido detectado que os incentivos existentes e financiamentos são deficientes, há carência de informação, existem problemas na articulação entre agentes, baixa capacitação técnica, aspectos culturais, e outros fatores. Portanto, mesmo aquelas tecnologias ditas como prontas, deverão requerer um exame de seus mecanismos de entrada no mercado e uma avaliação minuciosa de barreiras existentes.

No caso da reciclagem de materiais, a barreira central se dá na inexistência ou deficiência na coleta seletiva nos municípios. Faltam investimentos, conscientização da população e dos governantes, e não existem incentivos no setor ou estes são escassos.

A energia solar sofre de problemas distintos. Existem alguns incentivos em curso, porém o custo de instalação é elevado e há pouca divulgação da tecnologia, afora aspectos culturais. Muitas empresas estão acostumadas aos seus processos tradicionais, e têm dificuldades em relação a mudanças e inovações.

O gás natural encontra barreira pelo lado da oferta diante da limitação da rede de distribuição e, portanto, necessita de financiamentos para expansão e de outros mecanismos para se estabelecer.

A questão da ampliação do uso da biomassa aparenta ser mais complexa. O desmatamento é extremamente nocivo ao meio ambiente, e precisa ser combatido prioritariamente. Há dificuldades principalmente pelo lado da oferta de biomassa renovável, no caso da lenha e do carvão vegetal, diante de limitações de crédito de longo prazo e pela concorrência desigual imposta pela oferta das biomassas de desmatamento. Somam-se a estes pontos a questão do alto custo da terra, a competição com outros usos, distâncias existentes dos empreendimentos florestais para alguns pólos industriais, que encarecem o transporte, e demais custos de transação da utilização de biomassa renovável. Pelo lado da demanda, ainda não existem mecanismos de mercado suficientemente desenvolvidos que promovam a biomassa renovável em substituição à energia fóssil, à exceção do MDL. Todo esse quadro, portanto, determina uma oferta limitada como também desmotiva grandes empreendimentos. Além destes problemas, no caso específico do setor siderúrgico, grande consumidor de carvão vegetal, há um problema adicional ligado à área social, pois que trabalhadores informais, que atualmente vivem das atividades ilegais de desmatamento e/ou da produção de carvão

vegetal não-renovável, precisariam ser considerados num novo modelo de produção sustentável.

O incentivo à cogeração de energia está associado não somente ao aumento da oferta de biomassas e de outros combustíveis residuais, como também na modernização e atualização tecnológica dos segmentos potencialmente afetados no que se refere a equipamentos e processos. Portanto incentivos e financiamento são imprescindíveis.

A captura e armazenamento de carbono, embora projetados neste estudo para o ano de 2030 em diante, já poderia ter levantamentos de seu potencial ampliados, além de esboços e a arquitetura técnico-econômica de projetos.

Portanto, em resumo, no topo da lista de barreiras para alavancar projetos de energia com baixa emissão de carbono encontram-se a falta de incentivos e as dificuldades de financiamento, apesar da existência de linhas de crédito do BNDES e de bancos associados.

Na linha dos incentivos, poderiam existir inúmeros instrumentos capazes de promover uma penetração mais rápida de tecnologias de maior eficiência energética e de baixo carbono. Alguns exemplos são: desoneração tributária (como há para veículos mais econômicos, por exemplo), incentivos fiscais para empresas mais eficientes e para fontes renováveis, depreciação mais acelerada de bens, redução de impostos de importação para equipamentos de baixa emissão e mais eficientes, criação de bônus para empresas mais eficientes ou menos emissoras, “certificados brancos”, impostos diferenciados para energéticos renováveis, produtos reciclados e cogeração, e outros. De outro lado, sobretaxar combustíveis fósseis ou criar taxas de emissões pode ser uma boa alternativa para forçar mudanças para uma economia de baixo carbono.

Informação e capacitação tecnológica de fornecedores e de usuários de novas tecnologias também constituem em pontos importantes. Por vezes não se conhece o potencial técnico existente para a implementação de um novo equipamento, e menos ainda sobre sua viabilidade econômica. Programas de extensão através de auditorias, projetos de demonstração, estudos de caso e disseminação de informações podem ser bastante úteis.

No que se refere às novas tecnologias, a ampliação de recursos para P&D mostra-se fundamental. Neste contexto, cabe também intensificar a transferência de tecnologia e acordos de cooperação, itens que têm sido um importante gargalo para a redução de emissões de carbono, segundo o IPCC-WG-III (2007) e o G8+5 ACADEMIES OF SCIENCE (2009). O cerne de uma verdadeira estratégia de desenvolvimento está em

construir um modelo para o abatimento de emissões que favoreça parcerias internacionais vinculando-as, desde já, à capacitação científico-tecnológica do Brasil para a superação da era das energias fósseis, o que também deveria ser objetivo central de uma regulação nacional do mercado de carbono.

Portanto, o setor industrial brasileiro está diante de um novo desafio que será de seguir crescendo, mantendo sua competitividade, incorporando, porém, ações para produzir em bases sustentáveis e sem agressão ao meio ambiente. Isso é possível, e a contribuição do setor na redução das emissões de GEE pode ser bastante expressiva, exigindo incentivos e várias outras ações pelo lado do governo. Esse fato deve ser aproveitado pelo país (trata-se de uma oportunidade), pois caso contrário podem ocorrer fortes incentivos para que o país explore suas vantagens comparativas (álcool, florestas, agropecuária etc), e não se esforce em buscar vantagens competitivas, através de atualização e inovações tecnológicas. Se isso não acontecer, há um risco forte de o país continuar dependente tecnologicamente em muitos setores, já que os demais países prosseguirão na busca de novas tecnologias e na manutenção de sua competitividade.

Por fim, possivelmente um dos pontos mais importantes seja tentar embutir na sociedade novos padrões de consumo, impondo produtos mais “limpos”, menos intensivos em energia e emissões, e recicláveis. Ou seja, uma nova sociedade de baixo carbono, sem dúvida, deveria considerar não somente as tecnologias já disponíveis e em desenvolvimento, mas também adotar novos conceitos e inovações que estão por vir.

Isto posto, para o setor industrial resta recomendar a realização de estudos complementares ao presente trabalho, dada a abrangência do setor e do leque bastante vasto de alternativas possíveis.

Ficou evidenciado, durante as avaliações realizadas, que alguns dos setores com maiores potenciais de mitigação são merecedores de estudos mais detalhados, dentre eles o de ferro e aço. Neste segmento faz-se importante aprofundar a avaliação das rotas via coque mineral versus carvão vegetal versus rotas elétricas, além de algumas tecnologias de ponta que começam a ser introduzidas em alguns países.

Estudos focando opções tecnológicas específicas também são importantes. A área de reciclagem mostrou-se muito rica de oportunidades, mais carece de dados, o que abre um enorme campo de pesquisas e estudos. Novamente o maior emprego de sucata de ferro no setor siderúrgico carece de investigação mais detalhada, também a reciclagem de papel, onde há alguma controvérsia com relação ao seu impacto na mitigação de GEE, e no setor cimenteiro, no qual o emprego de aditivos é bastante importante. A

mesma situação se aplica à energia solar, à intensificação de processos na indústria química/petroquímica e à cogeração de energia para outros setores, à exceção do sucroalcooleiro que já vem sendo muito estudado.

Na área de uso de biomassa, especialmente com relação ao aproveitamento de resíduos oriundos de atividades agro-industriais, onde o PNE 2030 (BRASIL, 2007c) indica um potencial bastante elevado, há um campo muito interessante para trabalhos mais detalhados, buscando-se definir, por exemplo, macro-regiões ofertantes, pólos potenciais consumidores, custos e outros indicadores importantes.

O modelo aqui desenvolvido poderia sofrer um aperfeiçoamento, idealmente incorporando planos de desenvolvimento setoriais e outros ganhos indiretos ou co-benefícios quando da implementação de medidas de mitigação. Isso poderia gerar resultados mais completos, facilitando o entendimento do papel das medidas de mitigação e da participação de fontes energéticas de baixo carbono e, conseqüentemente, o exame das políticas e de incentivos específicos mais apropriados.

Outro tema de interesse recai na linha dos estudos de matriz insumo-produto, onde os efeitos macro-econômicos da implantação de medidas de mitigação poderiam ser analisados, quantificando os impactos sobre a geração de renda, empregos e outros.

O obstáculo econômico identificado para viabilizar algumas medidas de mitigação, dado pela diferença entre as taxas de retorno e os custos de oportunidade esperados em cada segmento industrial específico, poderia ser melhor investigado futuramente através de um *benchmark* setorial.

Finalmente, os resultados aqui obtidos e as propostas apresentadas poderiam ser validados junto aos setores industriais tratados, visando definir prioridades setoriais, principalmente após analisar com maior rigor outros co-benefícios possíveis de algumas das opções tecnológicas aqui estudadas.

Referências Bibliográficas

- ABAL, 2008. *Boletim Técnico ABAL*. Associação Brasileira de Alumínio. Disponível em: <http://www.abal.org.br/>. Acesso em 23/09/2008.
- ABC, 2008. *Associação Brasileira de Cerâmica*. Disponível em: www.abceram.org.br/. Acesso em: 28/09/2008.
- ABCP, 2008. *Associação Brasileira de Cimento Portland*. Disponível em: <http://www.abcp.org.br/>. Acesso em 18/07/2008.
- ABIA, 2008. *Associação Brasileira da Indústria de Alimentos*. Disponível em: <http://abia.org.br/>. Acesso em 08/09/2008.
- ABIC, 2007. *Associação Brasileira da Indústria do Café*. Disponível: <http://www.abic.com.br>. Acesso em 15/09/2008.
- ABICAB, 2008. *Associação Brasileira da Indústria de Chocolates, Cacau, Amendoim, Balas e Derivados*. Disponível em: <http://www.abicab.org.br>. Acesso em: 11/08/2008.
- ABICS, 2007. *Associação Brasileira da Indústria do Café Solúvel*. Disponível em: <http://www.abics.com.br>. Acesso em 25/08/2008.
- ABIMA, 2007. *Associação Brasileira das Indústrias de Massas Alimentícias*. Disponível em: <http://www.abima.com.br/> Acesso em: 15/08/2008.
- ABIP, 2007. *Associação Brasileira da Indústria de Panificação e Confeitaria*. Disponível em: <http://www.abip.org.br>. Acesso em: 15/08/2008.
- ABIPIES, 2007. *Associação Brasileira da Indústria Produtora e Exportadora de Carne Suína*. Disponível em: <http://www.abipes.org.br>. Acesso em: 16/08/2008.
- ABIQUIM, 2007. *Anuário da Indústria Química Brasileira*. Associação Brasileira da Indústria Química. Edição 2007, 252p.
- ABIR, 2007. *Associação Brasileira da Indústria de Refrigerantes e Bebidas Não-Alcoólicas*. Disponível em: <http://abir.org.br/> Acesso em: 15/08/2008.
- ABIT, 2008. *Associação Brasileira da Indústria Têxtil e de Confecções*. Disponível em: <http://www.abit.org.br>. Acesso em: 08/08/2008.
- ABIVIDRO, 2008. Disponível em: <http://www.abividro.org.br/>. Acesso em: 10/08/2008.
- ABM, 2008. *29º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades* (mídia eletrônica).
- ABMBRASIL, 2008. Disponível em: <http://www.abmbrasil.org.br>. Acesso em: 08/08/2008.
- ABRAVA, 2009. Disponível em: <http://www.abrava.com.br>. Acesso em 28/12/2009.
- AGROCARNES, 2008. Disponível em: www.agrocarnes.com.br/. Acesso em 28/09/2008.
- AGUIAR, J.C., 2008. *Como Reduzir o Custo de Energia Elétrica na Indústria*. CEPTEL/Eletrobrás, 223p.

- ALBANESE, A.C., 2008. *Energia para o Alumínio*. Revista Alumínio. Edição 13. Disponível em: <http://www.revistaaluminio.com.br/> Acesso em 25/08/2008.
- ALMEIDA, J., FEIJÓ, C., CARVALHO, P., 2007. *Mudança Estrutural e Produtividade industrial*. IEDI - Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial, 18p.
- ALSEMA, E., 2001. *ICARUS-4 Sector Study for the Refineries*. The Netherlands: Department of Science, Technology and Society. Utrecht University. Disponível em: <http://copernicus.geog.uu.nl/uce-uu/downloads/Icarus/Refineries.pdf>. Acesso em 15/06/2009.
- ALVIM, C.F., FANTINE, J., 2008. “Commodismo”, *Pré-sal e Desenvolvimento. Economia e Energia*, n. 67, ano XI, abr/mai, pp. 7-21.
- ALVIM, C.F., MACEDO, R., EIDELMAN, F., 2007. *Balanço de Carbono, Energia Equivalente e Final - Brasil 1979-2006*. Economia & Energia. Disponível em: <http://www.ecen.com/>. Acesso: 22/11/2008.
- AMS, 2008. *Anuário Estatístico 2007*. Associação Mineira de Silvicultura, 19 p. Disponível em: <http://www.silvimiras.com.br/>. Acesso em: 11/10/08.
- ANDA, 2008. *Associação Nacional de Difusão de Adubos*. Disponível em: <http://www.anda.org.br/statisticas/>. Acesso em: 14/08/2008.
- ANDERSON, D., 2000. “Energy and Economic Prosperity”. In: Goldemberg, J. (editor). *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*. New York: United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council.
- ANEEL, 2009. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidade/operacaoCapacidadeBrasil.asp>. Acesso em: 28/05/2009.
- ANFACER, 2008. *Associação Nacional de Fabricantes de Azulejos e Cerâmicas de Revestimentos*. Disponível em: <http://www.anfacer.org.br/>. Acesso em: 28/09/2008.
- ANG, B.W., LIU, N., 2007. “Energy Decomposition Analysis: IEA model versus other methods”. *Energy Policy*, vol. 35, Issue 4, pp. 2287-2295.
- ANICER, 2008. *Associação Nacional da Indústria Cerâmica*. Disponível em: <http://www.anicer.org.br/>. Acesso em: 28/09/2008.
- ANP, 2009. *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 15/04/2009.
- API, 2000. *Technology Roadmap for the Petroleum Industry*. American Petroleum Institute, Washington, D.C. (February – draft version), 41p.
- AZEVEDO, B., 2008. *Cemig: Empresa Analisa Novas Parcerias com Siderúrgicas em Co-Geração*. Agência Leia. Disponível em <http://noticia.griffo.com.br/cma/html>. Acesso em: 29/09/2008.
- AZEVEDO, J.B., 2006. “Benefícios resultantes da cogeração”. In: *Seminário “A cogeração no segmento têxtil - COGENRIO”*, agosto/2006. Apresentação power point.

- BABCOCK, G.H., WILCOX, S., 1978. *Steam - Its Generation and Use*. The Babcock & Wilcox Company, 39th edition, New York.
- BASTOS, R.F., 2004. *Análise Energética e Exergética da Indústria de Cimento*, Tese de mestrado, UFMG, Belo Horizonte, 101 p.
- BEÉR, J.M., 2000. "Combustion Technology Developments in Power Generation in Response to Environmental Challenges". *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 26, pp. 301-27.
- BELGO-MINEIRA, 2009. *Informe Sobre Investimentos em Fornos*. Disponível em: <http://www.homologa.ambiente.sp.gov.br/proclima/noticias/> Acesso em: 15/02/2009.
- BERNSTEIN, L., J. ROY, K. C. DELHOTAL, J. HARNISCH, R. MATSUHASHI, L. PRICE, K. TANAKA, E. WORRELL, F. YAMBA, Z. FENGQI, 2007. "Industry". In: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 50p.
- BIRAT, J.P., GOLDSMITH, I., STILL, G., (2009). "A Rio Tinto Participa do Projeto Isarna do ULCOS". *Metalurgia, Processos e Tecnologias – MPT*, Edição Brasileira 1/2009, p.10-11.
- BLOK, K., 2005. "Improving Energy Efficiency By Five Percent and More Per Year?" *Journal of Industrial Ecology*, vol. 8, n. 4, pp.87-99.
- BNDES, 2004. *BNDES Financia Co-Geração de Energia a Partir de Bagaço de Cana em São Paulo*. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/noticias/2004/not913.asp>. Acesso em: 30/09/2008.
- BNDES, 2009. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/produtos/custos/juros/tjlp.asp>. Acesso em 22/01/09.
- BONEZZI, C.B., 2005. *Competitividade Ambiental da Siderurgia Brasileira*. Tese de mestrado, UnB, Brasília, 102 p.
- BOYD, G., HANSON, D., STERNER, T., 1988. "Decomposition of Changes in Energy Intensity - A Comparison of Divisia Index and Other Methods". *Energy Economics*, v. 10, n. 4, Oct.
- BRACELPA, 2008. *Associação Brasileira de Celulose e Papel*. Arquivos eletrônicos com dados estatísticos sob o segmento. Disponível em: <http://www.bracelpa.org.br>. Acesso em: 11/09/2008.
- BRASIL, 2007a. *Plano Nacional de Energia 2030*. Empresa de Pesquisa em Energia / Ministério de Minas e Energia - MME, Rio de Janeiro, 424 p.
- BRASIL, 2007b. *Contribuição do Brasil para Evitar a Mudança do Clima*, MRE-MCT-MMA-MME-MDIC, Brasília, 41 p.
- BRASIL, 2007c. *Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termelétrica / Biomassa*. Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia - MME, Rio de Janeiro, 250 p.

- BRASIL, 2007d. *Plano Nacional de Energia 2030 - Eficiência Energética*. Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia - MME, Rio de Janeiro, 244p.
- BRASIL, 2007e. *Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termelétrica - Gás Natural*. Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia - MME, Rio de Janeiro, 166p.
- BRASIL, 2008a. *Balanco Energético Nacional – base 2007*. Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia – MME. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em: 03/03/2008.
- BRASIL, 2008b. *Plano Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC*. Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima, versão para consulta pública, set/2008, 154p.
- BRASIL/PR, 2007. *Contribuição do Brasil para Evitar a Mudança do Clima*, MRE-MCT-MMA-MME-MDIC, Brasília, 41 p.
- BRITO, J.O., 2008. “Desafios e perspectivas da produção e comercialização de carvão vegetal”. *Fórum Nacional sobre Carvão Vegetal*, Belo Horizonte-MG.
- CALVO, E., 2006. “IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage”. In; *Seminário Internacional sobre Seqüestro de Carbono e Mudanças Climáticas - Petrobras*, Rio de Janeiro.
- CAMARINI, S., 2008. Disponível em: <http://www.omundodausinagem.com.br>. Acesso em: 03/01/09.
- CASTELO BRANCO, D.A., GOMES, G.L., SZKLO, A.S., 2010. “Challenges and Technological Opportunities for the Oil Refining Industry”, *Energy Policy*, vol. 38. Issue 6, June, pp. 3098-3105.
- CCAP, 2007a. *Greenhouse Gas Mitigation in China, Brazil, and Mexico: Recent Efforts and Implications*, Center for Clean Air Policy.
- CCAP, 2007b. *Greenhouse Gas Mitigation in Developing Countries: Scenarios and Opportunities in Brazil, China and India*. Center for Clean Air Policy.
- CEMPRE, 2009. *Compromisso Empresarial para a Reciclagem*. Disponível em <http://www.cempre.org.br>. Acesso em: 23/09/2009.
- CEPAC, 2009. *O que é Seqüestro de Carbono?* Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenagem de Carbono. PUC-RS. Disponível em: http://www.pucrs.br/cepac/?p=sequestro_carbono. Acesso em: 13/12/2009.
- CEPED, 2006. *MEIQ - Manual Econômico da Indústria Química*. Centro de Pesquisas e Desenvolvimento, 8ª. edição, v.1, Camaçari.
- CEPI, 2006. *Europe Global Champion in Paper Recycling: Paper Industries Meet Ambitious Target*, Press Release July. Brussels.
- CHANDLER, W., SCHAEFFER, R., DADI, Z., SHUKLA, P.R., TUDELA, F., DAVIDSON, O., APAN-ATAMER, S., 2007. *Climate Change Mitigation in Developing Countries: Brazil, China, India, Mexico, South Africa, and Turkey*. Pew Center on Global Climate Change. 76p.
- CHEHEBE, J.B., 1997. *Análise de Ciclo de Vida de Produtos*. Editora Qualitymark, 125p.

- CHEVRAND, L., 2000. “Aumento da Produção de Aço no Brasil? Forno Elétrico x LD”. *Revista Metalurgia & Materiais*, n. 496, mar/abr.
- CIDADESSOLARES, 2009. Disponível em: <http://cidadessolares.org.br/>. Acessado em: 27/12/2009.
- CNI, 2007. *Matriz Energética: Cenários, Oportunidades e Desafios*, Confederação Nacional da Indústria, Brasília, 82 p.
- CNI, 2009. *Eficiência Energética na Indústria*. Confederação Nacional da Indústria – CNI, Unidade de Competitividade Industrial – COMPI, Brasília.
- COGEN-SP, 2009. Disponível em: <http://cogensp.org.br>. Acesso em: 25/06/09.
- COMBUSTION HANDBOOK, 1978. *North American Combustion Handbook*. North American Manufacture Co.
- CONFOR, 2009. *Melhorando o Rendimento de Queimadores*. Disponível em: <http://www.confor.com.br>. Acesso em 30/07/09.
- CONPET, 2005. *Promovendo a Eficiência Energética nos Automóveis Brasileiros*. CONPET, 1ª. edição, 32 p.
- COSTA, M.M., 2002. *Princípios de Ecologia Industrial Aplicados à Sustentabilidade Ambiental e aos Sistemas de Produção de Aço*. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- COUTINHO E FERRAZ, 1994. *Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira*, Papirus - Editora Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 510p.
- CRUZ, D.M., 2008. *Brasil tem 386 Fábricas de Açúcar e de Etanol*. Disponível em: <http://www.agrind.com.br/content/view843/2/>. Acesso em: 27/07/08.
- CTGAS, 2009. *Navio com Gás para Pecém Chega Amanhã*. Disponível em: <http://www.ctgas.com.br/template02.asp?parametro=9811>. Acesso: 25/12/2009.
- DA COSTA, I.V.L., 2009. *Análise do Potencial Técnico do Seqüestro Geológico de CO₂ no Setor de Petróleo no Brasil*. Tese de Mestrado. Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 95p.
- DE ANDRADE, M.L., CUNHA, L.M., GANDRA, G., 2000. “A Ascensão das Mini-Mills no Cenário Siderúrgico Mundial”. *BNDES Setorial*, n. 12, Rio de Janeiro, setembro, pp. 51-76.
- DE BEER, J., WORREL, E., BLOK, K., 1997. “Long-term Energy-efficiency Improvements in the Paper and Board Industry”. *Energy*, vol. 23, No. 1, pp.21-42.
- DE BEER, J., WORREL, E., BLOK, K., 1998. “Future Technologies for Energy-efficient Iron and Steel Making”. *Annual Review Energy Environmental*, v. 23: pp.123-205.
- DE BEER, J.D., 1998. *Potential for Industrial Energy-Efficiency Improvement in the Long Term*. Utrecht University.
- DE BEER, J.G., PHYLIPSEN, D., BATES, J., 2001. *Economic Evaluation of Carbon Dioxide and Nitrous Oxide Emission Reductions in Industry in the EU*. Belgium: European Commission - DG Environment, Brussels.

- DE PAULA, C.P., 2004. *Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada*. Tese de doutorado. PIGGE/USP, São Paulo, 345 p.
- DE SOUSA, E.L., 2007. *Perspectivas para o Açúcar, o Etanol e a Bioeletricidade*. Apresentação Power Point, UNICA, nov./2007.
- DE SOUZA, Z.J., AZEVEDO, P.F., 2006. “Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro: Um Estudo a Partir das Usinas Paulistas”. *Revista Economia e Sociologia Rural*, vol. 44, n.2, Brasília, Abril/junho. 11p.
- DEFRIES, R., HOUGHTON, R., HANSEN, M., FIELD, C., SKOLE, D., TOWNSHEND, J., 2002. “Carbon Emissions From Tropical Deforestation and Regrowth Based on Satellite Observations for the 1980s and 1990s”, *PNAS*, vol. 99, no. 22, pp.14256-14261.
- DIEESE, 2005. *Política Industrial no Brasil: O que é a Nova Política Industrial*. Nota Técnica Dieese, n. 11, dez./2005, 8p.
- DNPM, 2007. *Sumário Mineral 2007*. Departamento Nacional de Produção Mineral. Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br/>. Acesso em: 12/08/2008.
- DOSSA, D., DA SILVA, H.D., BELLOTE, A.F., RODIGHERI, H., 2002. *Produção e Rentabilidade de Eucaliptos em Empresas Florestais*. Comunicado Técnico 83. Embrapa Florestais.
- DUBEUX, C., 2007. *Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa por Municípios Brasileiros: Metodologias para Elaboração de Inventários Setoriais e Cenários de Emissões como Instrumentos de Planejamento*. Tese de doutorado PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 247p.
- DYER, C.H., HAMMOND, G.P., JONES, C.I., MCKENNA, R.C., 2008. “Enabling Technologies for Industrial Energy Demand Management”. *Energy Policy*, 36, pp. 4434-43.
- EC, 2005. *Doing More With Less – Green Paper on Energy Efficiency*. European Commission, 51p.
- EDMONDS, J., 2005. “Two Degrees of Climate Change. In: Avoiding Dangerous climate Change”. *A Scientific Symposium on Stabilisation of Greenhouse Gases*. Exeter, UK. Apresentação Power Point.
- EGEE, 2007. *Realizing the Potential of Energy Efficiency: Targets, Policies, and Measures for G8 Countries*. Expert Group On Energy Efficiency, United Nations Foundation, Washington DC. 72 p.
- EMBRAPA, 2003. *Cultivo do Eucalipto. Sistemas de Produção 4*. Disponível em: <http://sistemasdeproducao.cnptia.embrapa.br/FontesHTML/Eucalipto>. Acesso em: 10/02/2009.
- EMBRAPA, 2007. *Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária*. Disponível em: <http://www.cnpq.embrapa.br/producao/industria.php>. Acesso em: 22/01/2009.
- ENERGETICS, 1998. *Industrial Combustion Vision - A Vision by and for The Industrial Combustion Community*. Prepared for US/Dept. of Energy. 23p.
- ENERGETICS/E3M, 2004. *Energy Use, Loss and Opportunities Analysis – U.S. Manufacturing and Mining*. Report for U.S. Department of Energy/Industrial Technologies Program, 169p.

- ENKVIST, P.A., NAUCLÉR, T., ROSANDER, J., 2007. *A Cost Curve for Greenhouse Gas Reduction*. The McKinsey Quartely 2007, n. 1, 35p.
- EPE, 2008. Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia. Comunicação pessoal.
- EPE, 2009. Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia. Comunicação pessoal.
- ERICKSON, P., HEAPS, C., LAZARUS, M., 2009. *Greenhouse Gas Mitigation in Developing Countries – Promising Options in China, Mexico, India, Brazil, South Africa, and South Korea*. Stockholm Environmental Institute – SEI, Working Paper-US-0903, 116p.
- EUGÊNIO, P., 2008. *Pré-sal – O Potencial das Novas Reservas e a Lei do Petróleo: É Preciso Alterar o Regime de Concessão?* Apresentação Power Point out/2008. Disponível em: http://www.ipea.gov.br/sites/000/2/pdf/4a_Jornada. Acesso em: 11/05/2009.
- FEARNSIDE, P., 2002. “Fogo e Emissão de Gases de Efeito Estufa dos Ecossistemas Florestais da Amazônia Brasileira”. *Estudos Avançados*. Vol. 16, n. 44, São Paulo, jan/abr. 2002, 18p.
- FEARNSIDE, P., 2005. “Desmatamento na Amazônia Brasileira: História, Índices e Consequências”. *Megadiversidade*, vol. 1, n. 1, jul/05, pp.113-123.
- FEARNSIDE, P.M., 2004. “Greenhouse Gases from Deforestation in Brazilian Amazonia: Net Committed Emissions.” *Climate Change*, v. 35, nr. 3, March.
- FERIOLI, F., SCHOOTS, K., VAN DER ZWAAN, B.C.C., 2009. “Use and Limitations of Learning Curves for Energy Technology Policy: A Component-Learning Hypothesis”. *Energy Policy*, vol. 37, Issue 7, pp.2525-35.
- FERNANDES, F.G., 1988. *Análise do Consumo e Eficiência e da Viabilidade do Aumento de Eficiência de Energia para Fins Térmicos dos Principais Setores Industriais pelo Balanceamento de Energia Térmica e Elétrica*. Tese de doutorado, UNESP, São Paulo, 309p.
- FERREIRA, O.C., 2000a. “Emissões de Gases de Efeito Estufa na Produção e Consumo de Carvão Vegetal”. *Economia e Energia*, n. 20, maio-junho/2000.
- FERREIRA, O.C., 2000b. “O Futuro do Carvão Vegetal na Siderurgia”. *Economia e Energia*, n. 21, julho-agosto/2000.
- FINEP, 2008. Disponível em: <http://www.finep.gov.br>. Acesso em 20/01/09.
- FRANCELLINO, R., 2008. “Quanto Mais Pressão Melhor - Caldeiras de até 100 kg/cm² Fazem Energia Deixar de ser Subproduto da Atividade Sucroalcooleira. Especial Co-geração e Geração Distribuída”. *Revista Brasil Energia*. Disponível em: <http://cogensp.org.br>. Acesso em: 25/06/09.
- G8+5 Academies of Science, 2009. *G8+5 Academies’ Joint Statement: Climate Change and The Transformation of Energy Technologies for a Low Carbon Future*. Meeting in Italy, May 2009.
- GASNET, 2009. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em: 18/07/09.
- GCI, 2004. *Contraction and Convergence*. Global Commons Institute. Disponível em: <http://www.gci.org.uk>. Acesso em: 09/09/2009.

- GELLER, H., 2003. *Revolução Energética: Políticas para um Futuro Sustentável*, Relume Dumará, Rio de Janeiro, 299 p.
- GELLER, H., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., TOLMASQUIM, M.T., 2004. "Policies for Advancing Energy Efficiency and Renewable Energy Use in Brazil". *Energy Policy* 32, Issue 12, p.1437-50.
- GHOSH, D., SAGAR, A.D., KISHORE,V.N., 2006. "Scaling up Gasifier Use: an Application-specific Approach." *Energy Policy*, vol. 34. Issue 13, pp. 1566-82.
- GOMES, G.L., SZKLO, A, SCHAEFFER, R., 2009. "The Impact of CO₂ Taxation on the Configuration of New Refineries: an Application to Brazil". *Energy Policy*, vol. 37. Issue 12, December, pp. 55198-5529.
- GORINI, A.P., 2000. *Panorama do Setor Têxtil no Brasil e no Mundo: Reestruturação e Perspectivas*. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n.12, p. 17-50.
- GREENPEACE, 2009. *Seqüestro e Armazenagem de Carbono*. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/brasil/greenpeace-brasil-clima/>. Acesso: 13/12/2009.
- HALSNAES, K., CALLAWAY, J.M., MEYER, H.J., 1998. *Economics of Greenhouse gas Limitations - Methodological Guidelines*. UNEP Collaborating Centre on Energy and Environmental / Risø National Laboratory, 212p.
- HALSNAES, K., SHUKLA, P., AHUJA, D., AKUMU, G., BEALE, R., EDMONDS, J., GOLLIER, C., GRÜBLER, A., HA DUONG, M., MARKANDYA, A., MCFARLAND, M., NIKITINA, E., SUGIYAMA, T., VILLAVICENCIO, A., ZOU, J., 2007. "Framing issues". In: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [B. Metz, O. R. Davidson, P. R. Bosch, R. Dave, L. A. Meyer (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- HAMMOND, G.P., 2004. "Towards Sustainability: Energy Efficiency, Thermodynamic Analysis, and The "Two Cultures". *Energy Policy* 32, pp.1789-98.
- HAMMOND, G.P., 2007. "Industrial Energy Analysis, Thermodynamics and Sustainability". *Applied Energy* 84 (7-8), pp.675-700.
- HELIOTEK, 2009. Disponível em: [http://: heliotek.com.br](http://heliotek.com.br). Acesso em 15/02/09.
- HENRIQUES JR., M., 1995. *Uso de Energia na Indústria Energo-Intensiva Brasileira: Indicadores de Eficiência e Potencial de Economia de Energia*. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 223 p.
- HENRIQUES JR., M., VILLAR, S., 2009. *Alternativas para o Uso de Gás natural na Região Norte*. Instituto Nacional de Tecnologia / FINEP, Rio de janeiro, 338p.
- HEPBASLI E KALINCI, 2008. "A Review of Heat Pump Water Heating Systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, Issue 6-7, pp. 1211-29.
- HOFFERT, M., CALDEIRA, K., BENFORD, G. CRISWELL, D., HERZOG, H., JAIN, A., KHESHGI, H., LACKNER, K., LEWIS, J., LIGHTFOOT, H., MANHEIMER, W., MANKINS, J., MAUEL, M., PERKINS, L., SCHESINGER, M., VOLK, T. WIGLEY, T., 2002. "Advanced Technology Paths to Global Climate Stability Energy for a Greenhouse Planet", *Science Compass*, 26 p.
- HOMMA, A.K.O., ALVES, R.N.B., MENEZES, A.J., MATOS, G.B., 2006. "Guseiras na Amazônia: Perigo para a Floresta". *Ciência Hoje*, vol. 39, n. 233, pp.56-59.

- HOWARD, J.R., 1989. *Fluidized Bed Technology: Principles and Applications*. Taylor & Francis, 1st edition, 228p.
- HOWARTH, R., SCHIPPER, L., DUERR, P., STROM, S., 1991. "Manufacturing Energy Use in Eight OEDC Countries: Decomposing The Impacts of Changes in Output, Industry Sector, and Energy Intensity". *Energy Economics*, v.13, n.2, Apr.
- IAEA, 2006. *Brazil: a Country Profile on Sustainable Energy Development*. International Atomic Energy Agency, Vienna, 253p.
- IBGE, 2007. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/agropecuaria/>.
- IBS, 2008. *Estatística da Siderurgia*. Instituto Brasileiro de Siderurgia. Disponível em: <http://www.ibs.org.br/>. Acesso em: 15/07/08.
- IEA, 2006a. *Energy Technology Perspectives – Scenarios & Strategies to 2050*. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris.
- IEA, 2006b. *Carbon Dioxide (CO₂) Capture and Storage*. International Energy Agency. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/techno/essentials.htm/>. Acesso em: 13/12/2009.
- IEA, 2007. *Tracking Industrial Energy Efficiency and CO₂ Emissions*. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 321p.
- IEA, 2008a. *Energy Technology Perspectives 2008*. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 646p.
- IEA, 2008b. *Combined Heat and Power - Evaluating the Benefits of a Greater Global Investments*. International Energy Agency. International Energy Agency, OECD/IEA, 39p.
- IEA, 2009a. *How the Energy Sector Can Deliver on Climate Agreement. Agreement in Copenhagen* – special early excerpt of the World Energy Outlook 2009 for the Bangkok UNFCCC meeting.
- IEA, 2009b. *CO₂ from Fuel Combustion – Highlights 2009*. OECD/IEA - International Energy Agency. 124p.
- IEDI, 2008. *A Política de Desenvolvimento Produtivo*. IEDI - Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial.
- IISI, 2008. *International Iron and Steel Institute*. Disponível em: <http://www.worldsteel.org/>. Acesso em: 15/07/08.
- INT, 2005a. *Panorama do Setor de Cerâmica no Brasil*. Relatório Final de Projeto Petrobras.
- INT, 2005b. *Relatório Final da Implantação de Unidades de Demonstração do Uso Eficiente de Energia na Região Nordeste – Caso da Cerâmica Vermelha no Estado do Piauí e do Gesso no Estado de Pernambuco*. Instituto Nacional de Tecnologia / GTZ - Agência de Cooperação Internacional da Alemanha / Sebrae / Senai, Rio de Janeiro.
- INT, 2007. *Relatório de Levantamento de Dados Sobre o Setor Industrial. Projeto Mapeamento Tecnológico do Uso do Gás Natural no Setor Industrial /*

- Redegasenergia - Petrobras. Instituto Nacional de Tecnologia, Rio de Janeiro, 141p.
- IPCC, 1996. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Disponível em <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. Acesso em: 08/02/2008.
- IPCC, 2005. *Carbon dioxide capture and storage: technical summary* (2005).
- IPCC, 2006. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Disponível em <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. Acesso em: 08/02/2008.
- IPCC, 2007. *Summary of Policymakers of the Syntheses Report of the IPCC Fourth Assessment Report*, nov, 23 pgs.
- IPCC-WGI, 2007. *Contribuição do Grupo de Trabalho I ao 4º. Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima*. Sumário para Formuladores de Políticas, Paris, fevereiro/2007. 25p.
- IPCC-WGIII, 2007. *Contribuição do Grupo de trabalho III ao 4º. Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima*.
- IPT, 1983. *Conservação de Energia na Indústria do Vidro*. Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo – IPT. São Paulo, 214p.
- IPT, 1985a. *Conservação de Energia no Setor de Papel e Celulose*. Instituto de Pesquisas Tecnológicas.
- IPT, 1985b. *Conservação de Energia no Setor Têxtil*. Instituto de Pesquisas Tecnológicas.
- IPT, 1992. *Consumo de Energia na Indústria Brasileira - Setores Industriais Intensivos em Energia*, Seminário CEE/Brasil, São Paulo, vols. siderurgia, papel e celulose, petroquímica e cimento.
- ISR AUSTRALIA, 2000. Disponível em: www.isr.qut.edu.au/. Acesso em: 12/12/2008.
- JANNUZZI, G., 2000. *Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado: Uma Análise da Experiência Recente dos EUA e do Brasil*. Autores Associados, 116p.
- JOCHEM, E., GRUBER, E., 2007. “Local Learning-Networks on Energy Efficiency in Industry – Successful Initiative in Germany”. *Applied Energy* 84, pp. 806-916.
- KOOMEY, J.G., KRAUSE, F., 2009. “Why Two Degrees Really Matters”, *Climate Progress*, Dec.6.
- KREWITT, W., SIMONS, S., GRAUS, W., TESKE, S., ZERVOS, A. SCÄEFER, O., 2007. “The 2°C Scenario – a Sustainable World Perspective”, *Energy Policy*, vol. 35, issue 10, p.4969-90.
- KURITA, 2009. Disponível em: <http://www.kurita.com.br>. Acesso em 20/07/09.
- LA ROVERE, E., PEREIRA, A., SIMÕES, A., PEEIRA, A., GARG, A., HALNAES, K., DUBEUX, C., COSTA, R., 2007. *Development First: Linking Energy and Emissions Policies with Sustainable Development for Brazil*. UNEP – RISØ Centre, 88p.
- LA ROVERE, E.L., AMERICANO, B.B., 2002. “Domestic Actions Contributing to the Mitigation of GHG Emissions from Power Generation in Brazil”, *Climate Policy*, Sept., vol. 3 (2-3), pp.247-254.

- LA ROVERE, E.L., PEREIRA, A.; AVZARADEL, C.; SIMÕES, A., DUBEUX, C.B., MARIANO, J., SOARES, J.B., COSTA, R., WILLS, W., 2006. *Brazil: Greenhouse Gas Mitigation in Brazil: Scenarios and Opportunities Through 2025*. Center for Clean Air Policy / CentroClima, 327p.
- LARSON, E.D., WILLIAMS, R.H., LEAL, M.R.L.V., 2001. “A Review of Biomass Integrated-Gasifier / Gas Turbine Combined Cycle Technology and Its Application in Sugarcane Industries, With An Analysis For Cuba”, *Energy for Sustainable Development*, v. 1 (March), pp.54-76.
- LBNL, 2004. *Improving Steam System Performance*. A source for industry report prepared for US/Department of Energy/ Industrial Technologies Program. Lawrence Berkeley National Laboratory, Washington, D.C., 108p.
- LEITE, A.D., 2007. *A Energia do Brasil*. Editora Elsevier, 2ª. edição, Rio de Janeiro, 658 p.
- LEITE, R.C.C., LEAL, M.R., CORTEZ, L.A.B., GRIFFIN, W.M., SCANDIFFIO, I.G., 2009. “Can Brazil Replace 5% of the 2025 Gasoline World Demand With Ethanol?” *Energy*, vol. 34, issue 5, pp. 655-61.
- LINNHOF, B., HINDMARSH, E., 1983. “The Pinch Design Method for Heat Exchanger Networks”. *Chemical Engineering Science*, v.38, pp.745-63.
- LIZARRAGA, J.M.S., 1999. *Cogeneracion – Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos*. Servicio Editorial Universidad del País Vasco, Bilbao, 565p.
- LOVELOCK, J., 2009. *Gaia: Alerta Final*. Editora Intrínseca Ltda., Rio de Janeiro, 264p.
- MAIA, A.C.P., 2005. *Brazil Weighs up New Potential - The Outlook for CHP and DG. Cogeneration and On-site Power Production*, jul-aug 2005, p.117-25.
- MAROUN, M.R., 2007. *Uma Proposta de Documento de Concepção de Projeto (DCP) no Âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*. Tese de mestrado PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 202p.
- MARTIN, N., WORREL, E., RUTH, M., PRICE, L., ELLIOT, R.N., SHIPLEY, A.M., THORNE, J., 2000. *Emerging Energy-efficient Industrial Technologies*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL 46990, 191p.
- MAZZON, L.A., MESQUITA, L., 2005. “Aquecedor Solar de Água: Oportunidade Única”. In: Coletânea de Artigos: *Energias Solar e Eólica* – vol. 2, CRESESB, Rio de Janeiro, p. 181-184.
- MCKINSEY, 2009. *Caminhos Para Uma Economia de Baixa Emissão de Carbono no Brasil*. McKinsey & Company, 47p.
- MCT, 2004. *Comunicação Nacional Inicial do Brasil à Convenção do Clima*. Ministério da Ciência e Tecnologia.
- MCT, 2009a. *Inventário Brasileiro das Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Informações Gerais e Valores Preliminares*. Ministério da Ciência e Tecnologia, Nov./2009, 19p.
- MCT, 2009b. *Fatores de Emissão para o Sistema Interligado Nacional de energia elétrica* - SIN. Disponível em:

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>. Acessado em 01/05/2009.

MCT, 2009c. *Status Atual das Atividades de Projeto de MDL no Brasil e no Mundo* (compilação do site de UNFCCC - 2009). Disponível em: <http://mct.gov.br/index.php/content/view/77650.html>. Acesso em: 05/08/2009.

MDIC, 2008. *Balança comercial* - dados consolidados. Disponível em: <http://www.mdic.gov.br/portalmDIC/>. Acesso em: 06/06/2008.

MEINSHAUSEN, M., MEINSHAUSEN, N., HARE, W., RAPER, S., FRIELER, K., KNUTTI, R., FRAME, D. ALLEN, M., 2009. "Greenhouse-gas Emissions Targets for Limiting Global Warming to 2°C", *Nature* 458, pp. 1158-62.

MMA, 2009. *The Brazilian REDD Strategy – How The Country Has Achieved Major Deforestation in The Amazon*. 15th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Copenhagen, Dec./2009, Ministério do Meio Ambiente – MMA, 29p.

MME, 2005. *Balanço de Energia Útil BEU 2005*. Ministério de Minas e Energia, FDTE, Brasília, 71p.

MME, 2007a. *Anuário Estatístico - Setor Metalúrgico 2007*, Brasília, 128p.

MME, 2007b. *Anuário Estatístico 2007 - Setor de Transformação de Não-metálicos*, Brasília, 72p.

MME, 2007c. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em 07/03/07.

MME, 2008a. *Resenha Energética Brasileira - Exercício 2007*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/publicacoes/>. Acesso em: 28/04/2008.

MME, 2008b. *Sinopse 2008 - Mineração & Transformação Mineral (Metálicos e Não-Metálicos)*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em: 30/04/2008.

MME, 2008c. Dados históricos de energia e economia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/publicacoes>. Acesso em: 03/05/2008.

MME, 2009. *Programa PROINFA*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em 18/01/2009.

MOREIRA, A.M., PELLANDA, A., VELOZ, C., BUTRIMAVICIUS, P., PORTO, M., AHÓN, V., COSTA, A., 2008, "Estudo da integração energética de uma unidade de destilação atmosférica e a vácuo". 4º. *Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás - PDPETRO*, Campinas, 10p.

MOUTINHO, P., NEPSTAD, D., SANTILLI, M., CARVALHO, G., BATISTA, Y., 2001. *As Oportunidades para a Amazônia com a Redução das Emissões de Gases do Efeito Estufa*, IPAM-Belém, 8 p.

MURCE, T., VASQUEZ, G., CUNHA, P., SANTAROSA, C., 2007. "Desenvolvimento Tecnológico da Petrobras em Sequestro de Carbono para a Mitigação das Mudanças Climáticas". *VI Seminário de Combustíveis da Bahia*, Salvador.

NEGRÃO, C. O. R., MADI, M., MASSOQUETI, R., 2004. "Simulação do desempenho de redes de trocadores de calor sujeitas à incrustação". *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, 2004, Rio de Janeiro.

NOGUEIRA, L.A.H., 1996. *Cogeração: Uma Introdução*, EFEI, Itajubá - MG.

- NOGUEIRA, L.A.H., 2009. *Biodiesel in Brazil: Perspectives and GHG Emissions*. In: *GHG Mitigation Opportunities in Brazil – ECLAC*. Center for Clean Air Policy. Disponível em: <http://www.ccap.org>. Acesso em: 20/01/2010.
- OIL & GAS JOURNAL, 1984. “Pinch Concept Helps to Evaluate Heat-Recovery Networks for Improved Petrochem Operation”. *Oil & Gas Journal*, vol. 82, n. 22, May 28, p. 113-118.
- OLIVEIRA, A., CASSIOLATO, J., MARTINS, L., 1994. *Indicadores e Usos de Energia Elétrica nos Setores Energo-intensivos - Relatório Executivo*, Instituto de Economia Industrial, Rio de Janeiro.
- PACALA, S., SOCOLOW, R., 2004. “Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for The Next 50 Years With Current Technologies”. *Science*, vol. 35, 968-972.
- PACCA, S.A., 2003. *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*. Tese de Doutorado. University of California, Berkeley – USA, 169p.
- PAGE, S.C., WILLIAMSON, A.G., MASON, I.G., 2009. “Carbon Capture and Storage: Fundamental Thermodynamics and Current Technology”. *Energy Policy* 37, p. 3314-24.
- PALMER, K.L., SIGMAN, H.A., WALLS, M.A., HARRISON, K., PULLER, S., 1995. *The Cost Of Reducing Municipal Solid Waste: Comparing Deposit-Refunds, Advance Disposal Fees, Recycling Subsidies, and Recycling Rate Standards*. Resources for the Future.
- PEREIRA, J.M., 2004. “Política Industrial e Tecnológica e Desenvolvimento”. *Observatorio de la Economía Latinoamericana*, n. 28, jul., <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/>.
- PEW CENTER, 2009. *Key Scientific Developments Since the IPCC Fourth Assessment Report – Science Brief 2*. Pew Center on Global Climate Change, June.
- PHYLIPSEN, G.J.M., BLOK, K., BODE, J.W., 2002. “Industrial Energy Efficiency in the Climate Change Debate: Comparing the US and Major Developing Countries”. *Energy for Sustainable Development*, v. 6, issue 4, Dec., p.30-4.
- PICCININI, M.S., 1994. “Conservação de Energia na Indústria”. *Revista do BNDES*, v.1, n.1, jun, Rio de Janeiro.
- PINHEIRO, A.C., GIAMBIAGI, F., MOREIRA, M.M., 2001. *O Brasil na Década de 90: Uma Transição Bem Sucedida?* Textos para Discussão, BNDES, 36p.
- PINTO, M.A.C, ABUCHE, C.C., CASTILHO, M., SANTOS, L.P., 2008. *A Equalização de Taxas de Juros como Instrumento das Exportações Brasileiras de Bens de Capital no Período de 1994-2005*. Publicações BNDES, 70p.
- PLANTAR, 2006. In: *Fórum Mineiro de Mudanças Climáticas / Programa Nacional de Biocombustível Sólido Renovável*. Apresentação Power Point.
- PLANTAR, 2009. Disponível em: <http://www.plantar.com.br>. Acesso em: 29/04/2009.
- POINTCARBON, 2009. Disponível em: www.pointcarbon.com/news/. Acesso em: 05/12/2009.

- PROCEL, 1989. *Fornos elétricos a Arco Submerso. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- PROCKNOR, C., 2007. *Cogeração de Energia a Bagaço de Cana no Estado de São Paulo*. Assembléia Legislativa do Estado de São Paulo.
- RADIOBRAS, 2009. Disponível em: <http://www.radiobras.gov.br/ct/>. Acesso em 20/01/09.
- RAPASSI, R.M., TARSITANO, M.A., PEREIRA, J., ARAUJO, C., 2008. “Cultura do Eucalipto na Região de Suzanópolis - Estado de São Paulo: Análise Econômica”. *Informações Econômicas*, v. 38, n. 4, abril, São Paulo.
- REED, R.J., 1985. *North American Combustion Handbook*. North American Manufacturing Company. 332p.
- RIBEIRO, S.K., ROSA, L.P., 1998. “Activities Implemented Jointly and the Use of Fuel Alcohol in Brazil for Abating CO₂ Emissions”. *Energy Policy*, vol. 26, n. 2, pp.103-11.
- RODRIGUES, E., ROHATG, J., 2008. *Especificação e Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de Sistemas de Cogeração*. CTG - Universidade Federal de Pernambuco.
- ROSS, M.H., STEINMEYER, D., 1990. “Energy for Industry”. *Scientific American*, September/1990.
- SAMPAIO, R., PINHEIRO, P.C., 2008. “Carvão vegetal - aspectos sociais e econômicos”. *1º. Seminário Madeira Energética*. INEE, set/2008.
- SBS, 2008. *Fatos e Números do Brasil Florestal*. Sociedade Brasileira de Silvicultura.
- SCHAEFFER, R., SOARES, J.B., OLIVEIRA, R.G., 2004. *Análise da Inserção de Cogeração a Gás Natural na Matriz Energética Brasileira*. Relatório Final de projeto de P&D ANEEL. Rio de Janeiro.
- SCHAEFFER, R., SZKLO, A., 2009. *Relatório Síntese para Projeto para o Banco Mundial – “Cenário de Baixa Emissão de Carbono no Brasil”*, 297p.
- SCHWOB, M., HENRIQUES JR., M., SZKLO, A., 2009. “Technical Potential for Developing Natural Gas Use in Brazilian Red Ceramic Industry”. *Applied Energy*, vol. 86, Issue 9, Sept. 2009, pp.1524-31.
- SCHWOB, M.R.V., 2007. *Perspectivas da Difusão do Gás Natural na Indústria Brasileira de Cerâmica Vermelha*. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, p. 353.
- SHEEHAN, J., CAMOBRECO, V., DUFFIELD, J., GRABOSKY, M., SHAPOURI, H., 1998. *Life Cycle Inventory and Petroleum Diesel for Use in an Urban Bus. Final Report*, NREL - National Renewable Energy Laboratory, Golden Colorado.
- SIC, 2007. *Serviço de Informação da Carne*. Disponível em: <http://www.sic.org.br>. Acesso em: 02/09/2008.
- SIEMENS, 2009. “Maior Alto-forno da Índia Entra em Funcionamento na JSW Steel”. *Metalurgia, Processos e Tecnologias – MPT*, edição brasileira 3/2009, pp. 20-21.
- SINDICERV, 2007. Sindicato Nacional da Indústria da Cerveja. Disponível em: <http://www.sindicerv.com.br>. Acesso em: 08/08/2008.

- SINDILAB, 2009. Sindilab - Laboratório Industrial Sindical. Disponível em: <http://www.sindilab.org/noticias02>. Acesso em: 16/01/09.
- SINDUSGESSO, 2008. Disponível em: <http://www.sindusgesso.org.br>. Acesso em 12/02/09.
- SNIC, 2008. *Press kit 2007*. Sindicato Nacional da Indústria de Cimento. Disponível em: <http://www.snic.org.br>. Acesso em: 03/03/2008.
- SOARES, J.B., 1998. *Potencial de Conservação de Energia e de Mitigação das Emissões de Gases de Efeito Estufa para a Indústria Brasileira de Cimento Portland*. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 198 p.
- SOARES, J.B., 2004. *Formação do Mercado de Gás Natural no Brasil: Impacto de Incentivos Econômicos na Substituição Inter-Energéticos e na Cogeração em Regime Topping*. Tese DSc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- SOARES-FILHO, B.S., NEPSTAD, D., CURRAN, L., CERQUEIRA, G., GARCIA, R., RAMOS, C., VOLL, E., MCDONALD, A., LEFEBVRE, P., SCHLESINGER, P. MCGRATH, D., 2005. “Cenários de Desmatamento para a Amazônia”, *Estudos Avançados* 19 (54), pp.137-152.
- SOLARTEC, 2009. Disponível em: <http://solartec.com.br>. Acesso em 09/02/09.
- SPALDING-FECHER, R., ROY, J., WANG, Y., LUTZ, W., 2004. “Potential for Energy Efficiency: Developing Nations”. *Encyclopedia of Energy*, vol. 5, pp.117-133.
- SPIRAXSARCO, 2009. *Introduction to Condensate Recovery*. Disponível em: <http://www.spiraxsarco.com/resources/steam-engineering-tutorials.asp>. Acesso em: 21/07/09.
- SUZIGAN, W., FURTADO, J., 2006. “Política Industrial e Desenvolvimento”. *Revista de Economia Política* 26 (2), 169-179.
- SZKLO, A., 2005. *Fundamentos do Refino de Petróleo*. Editora Interciências Ltda., Rio de Janeiro, 207p.
- SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2006. “Fuel Specification, Energy Consumption and CO₂ Emissions in Oil Refineries”. *Energy* 32, issue 7, Jul, 1075-1092.
- SZKLO, A., SCHAEFFER, R., SCHULLER, M., CHANDLER, W., 2005. “Brazilian Energy Policies Side-effects on CO₂ Emissions Reduction”. *Energy Policy* 33, issue 3, pp.349-364.
- SZKLO, A.S., SOARES, J.B. & TOLMASQUIM, M.T., 2004. “Economic Potential of Natural Gas-fired Cogeneration - Analysis of Brazil’s Chemical Industry”. *Energy Policy*, 32(12), pp.1415-28.
- TAYLOR, R.P., GOVINDARAJALU, C. LEVIN, J., MEYER, A.S., WARD. W.A., 2007. *Financing Energy Efficiency: Lessons From Brazil, China, India, and Beyond*. The World Bank, 306p.
- TOLMASQUIM, M.T., SOARES, J.B., ROGGIA, R., DE SOUZA, R., 2003a. *Potencial de Cogeração a Gás Natural: Setores Industriais e Terciário do Rio de Janeiro*, UFRJ; COPPE; CENERGIA, 136 p.

- TOLMASQUIM, M.T., SZKLO, A., SOARES, J.B., 2003b. *Mercado de Gás Natural na Indústria Química e no Setor Hospitalar do Brasil*. CENERGIA/CPPE/UFRJ, Editora E-paper. Rio de Janeiro, 344 p.
- TRINKS, W., MAWHINNNEY, M.H., 1975. *Hornos Industriales*. Urmo, vol. 1 e 2, S.A. de Ediciones, Bilbao.
- UNDP, 2007. *Relatório de Desenvolvimento Humano 2007/2008 - Combater as Alterações Climáticas: Solidariedade Humana num Mundo Dividido*. Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - PNUD, Ed. Almeida, Coimbra.
- UNFCCC 2009. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Statistics/Registration/NumOfRegisteredProjByHostPartiesPieChart.html>. Acesso em: 12/12/2009.
- UNICA, 2008. Matéria na Agência CanalEnergia. www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=63974. Acesso em: 17/03/2008
- UNICA, 2009. União da Agroindústria Canavieira de São Paulo. Disponível em: <http://www.unica.com.br/downloads/estatísticas/producaoetanol.xls>. Acesso em: 28/05/2009.
- UNICAMP, 2005. *Estudo sobre as Possibilidades e Impactos da Produção de Grandes Quantidades de Etanol Visando à Substituição Parcial da Gasolina no Mundo*. Relatório Final, Unicamp /CGEE, Campinas, 337p.
- ÜRGE-VORSATZ, D., METZ, B., 2009. "Energy Efficiency: How Far Does It Get Us in Controlling Climate Change?" *Energy Efficiency*, vol. 2, n. 2, May/2009, pp.87-94.
- US/DOE, 2002a. *Steam System Opportunity - Assessment For The Pulp and Paper, Chemical Manufacturing, and Petroleum Refining Industries - Main Report*. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 102p.
- US/DOE, 2002b. *Best Practice Steam Overview*. Industrial Technologies Program/ Energy Efficiency and Renewable Energy.
- US/DOE, 2006. *U.S. Climate Change Technology Program – Strategic Plan*, Washington D.C., 244p.
- US/DOE, 2008. *Impacts - Industrial Technologies Program: Summary of Program Results For CY 2006 - boosting the productivity and competitiveness of U.S. industry*, US Department of Energy, 190p.
- US/EPA, 2007. *Energy Trends in Selected Manufacturing Sectors: Opportunities and Challenges for Environmentally Preferable Energy Outcomes*. Final Report, US Environmental Protection Agency, March, 2007.
- US/EPA, 2008. Disponível em: <http://www.epa.org/>. Acesso em: 09/07/2008.
- US/OTA, 1993. *Industrial Energy Efficiency*. Office of Technology Assessment. Congress of the United States of America, Washington, 141p.
- VALENÇA, A., MATTOS, R., 2001. *A Década de 90 - Mercado de Celulose*. BNDES, relatório da Área de Operações Industriais 2 – AO2. Rio de Janeiro.
- VATTENFALL, 2007. *Global Mapping of Greenhouse Gas Abatement Opportunities Up To 2030 - industry sector deep-dive*.

- VELÁZQUEZ, S.M., COELHO, S.T., VARKULYA JR., A., 1999. *A Cogeração de Eletricidade no Setor de Papel e Celulose: Avaliação Técnica e Econômica*. XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, São Paulo.
- WADE, 2006. *Clean Development Through Cogeneration - Combined Heat and Power Projects in The Clean Development Mechanism*. World Alliance for Decentralized Energy - WADE. Disponível em: www.localpower.org. Acesso em: 15/06/2008.
- WALTER, A. 2009. *Cogeneration with Biomass*. Workshop Pre-quality Enhancement Review do World Bank - Projeto Low Carbon Scenario, Brasília, fevereiro/2009.
- WALTER, A., ROSILLO-CALLE, F., DOLZAN, P., PIACENTE, E., 2008. "Perspectives on Fuel Ethanol Consumption and Trade". *Biomass and Bioenergy* 32, pp.730-48.
- WALTER, A.C.S., 2003. *Metodologias de Avaliação e Instrumentos para a Viabilização do Potencial de Produção de Energia Elétrica com Resíduos da Cana de Açúcar*. Relatório final da etapa II do Convênio CPFL-UNICAMP/FUNCAMP - jan/jun.
- WEC, 2008. *Energy Efficiency Policies Around the World: Review and Evaluation*, World Energy Council, 122p.
- WITTEWER, E., WARGAS, R., LAURIA, T., SANTOS, M., 2004. *Eficiência Energética em Indústria de Pequeno Porte: Uma Abordagem Setorial*, CBPE – USP.
- WORREL, E., BERNSTEIN, L., ROY, J., PRICE, L., HARNISCH, J., 2009. "Industrial Energy Efficiency and Climate Change Mitigation". *Energy Efficiency*, v. 2, pp.109-123.
- WORREL, E., BIERMANS, G, 2005. "More Over! Stock Turnover, Retrofit and Industrial Energy Efficiency", *Energy Policy*, vol. 33. Issue 7, May, pp.949-962.
- WORREL, E., LAITNER, J.A., RUTH, M., FINMAN, H., 2003. "Productivity Benefits of Industrial Energy Efficiency Measures". *Energy* 28, p.1081-98.
- WORREL, E., PRICE, L., GALITSKY, C., 2004. *Emerging Energy Efficient Technologies in Industry: Case Studies of Select Technologies*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-54828, 67p.
- WORREL, E., PRICE, L., NEELIS, M., GALITSKY, C., NAN, Z., 2008. *World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors*. Ernest Orlando Lawrence - Berkeley National Laboratory, LBNL-62806 - rev.2, 45p.
- WORRELL, E., GALITSKY, C., 2005. *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries*. An ENERGY STAR® guide for energy and plant managers, Berkeley, CA 94720: Energy Analysis Department. University of California. Disponível em: <http://www-library.lbl.gov/docs/LBNL/561/83/PDF/LBNL-56183.pdf>. Acesso em: 10/06/2009.
- WORRELL, E., PHYLIPSEN, D., EINSTEIN, D., MARTIN, N., 2000. *Energy Use and Energy Intensity of the U.S. Chemical Industry*, Energy Analysis Department / UCLA, Berkeley/CA/EUA, U.S. EPA e U.S. DOE. Disponível em: <http://ies.lbl.gov/iespubs/44314.pdf>. Acesso em: 10/06/2009.

WRI, 2009. CAIT database. World Resources Institute – WRI. Disponível em: <http://cait.wri.org/>. Acessado em 09/02/10.

WWF, 2006. *Agenda Elétrica Sustentável 2020: Estudo de Cenários para um Setor Elétrico Brasileiro Eficiente, Seguro e Competitivo*, WWF-Brasil, Brasília, 80p.

ANEXO 1 – Premissas para os Períodos de Implementação das Medidas de Mitigação

As premissas mostradas na Tabela A1 a seguir são as empregadas para as avaliações econômicas de cada tipo de medida de mitigação. O número de anos de investimento indica o período no qual os investimentos são realizados, e as renovações necessárias após o término da vida útil da medida. Os investimentos se iniciam sempre em 2010 (para todas as medidas). Por exemplo – na otimização da combustão prevê-se 1 ciclo inicial de investimentos durante 5 anos (entre 2010 e 2014), e outro no décimo primeiro ano após o término da vida útil da medida (ou seja, de 10 anos). Nas duas últimas colunas encontram-se as reduções de emissões e o ano final em que estas são alcançadas completamente. No caso das medidas ligadas a biomassas, as reduções de emissões se iniciam somente em 2017, conforme explicado ao longo dos capítulos sobre o tema.

Tabela A1 – Premissas para a implementação de medidas de mitigação

Tipo de medida	Número de Anos de Investimento	Vida Útil	% de redução de emissões	Ano ou período de conclusão
Otimização da combustão	2ciclos de 5anos +1ano	10	2,38	2015
Sistemas recuperação calor	1 ciclo de 5 anos + 1ano	15/20	2,13	2025
Recuperação de vapor	1 ciclo de 5 anos + 1ano	20	0,84	2015
Recuperação calor /fornos	1 ciclo de 10 anos + 1ano	20	7,18	2020
Novos processos	1 ciclo de 20 anos	35	3,06	2015
Outras medidas de eficiência	1 ciclo de 20 anos (todos setores) e 1 ciclo de 10 anos (refino)	5/15	0,87	2025
Reciclagem	1 ciclo de 5anos +1ano	20	1,69	2015
Gás natural	1 ciclo de 20 anos	20	0,99	2015
Uso de biomassa	1 ciclo de 20 anos	35 p/ bens e 21 p/ florestas	3,80	2017-2030
Energia solar	2ciclos de 5anos +1ano	10	0,58	2015
Eliminação de biomassa	1 ciclo de 20 anos	21	16,7	2017-2030
Cogeração	1 ciclo de 20 anos	25	2,8	2011-2030

ANEXO 2 – Planilha de Entrada para os Cálculos de Custos de Abatimento para os Cenários de Baixo Carbono

A		B	C	D	E	F	G	H
1	Otimização da Combustão	Taxa de crescimento da indústria:	3,70%					
2		Prazo de investimento:	5					
3	Common Data	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
4	taxa de desconto anual	8%						
5	fator de emissão da eletricidade (t CO ₂ e/MWh)		0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,081
6	custo médio de expansão (US\$/MWh)		56,89	56,89	56,89	56,89	56,89	56,89
7	derivados de petróleo leves (US\$/bbl)		44,80	49,95	51,06	52,17	53,28	54,39
8	derivados de petróleo médios (US\$/bbl)		44,80	49,95	51,06	52,17	53,28	54,39
9	derivados de petróleo pesados (US\$/bbl)		30,00	30,15	30,82	31,49	32,16	32,83
10	petróleo WTI (US\$/bbl)		40,00	45,00	46,00	47,00	48,00	49,00
11	GÁS NATURAL (US\$/tep)	12,913	516,53	501,10	594,01	606,92	619,83	632,75
12	CARVÃO VAPOR (US\$/tep)	7,974	318,98	358,85	366,83	374,80	382,78	390,75
13	CARVÃO METALÚRGICO (US\$/tep)	3,071	122,85	138,21	141,28	144,35	147,42	150,49
14	LENHA (US\$/tep)	2,933	117,30	131,96	134,90	137,83	140,76	143,70
15	PRODUTOS DA CANA (US\$/tep)	4,268	170,72	192,06	196,33	200,60	204,87	209,13
16	OUTRAS FONTES PRIM. (US\$/tep)	4,456	178,25	200,53	204,99	209,45	213,90	218,36
17	ÓLEO DIESEL (US\$/tep)	26,788	1071,54	1205,48	1232,27	1259,05	1285,84	1312,63
18	ÓLEO COMBUSTÍVEL (US\$/tep)	11,849	473,98	533,23	545,08	556,92	568,77	580,62
19	GASOLINA (US\$/tep)	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	GLP (US\$/tep)	25,594	1023,75	1151,72	1177,31	1202,91	1228,50	1254,10
21	QUEROSENE (US\$/tep)	27,662	1106,49	1244,00	1272,46	1300,12	1327,79	1355,45
22	GÁS (US\$/tep)	10,571	422,83	475,69	486,26	496,83	507,40	517,97
23	COQ. DE CARVÃO MIN. (US\$/tep)	3,294	131,75	148,22	151,52	154,81	158,10	161,40
24	CARVÃO VEGETAL (US\$/tep)	7,036	281,45	316,63	323,67	330,71	337,74	344,78
25	ALCOOLÉTILICO (US\$/tep)	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	OUTRAS F. SEC. PETR. (US\$/tep)	5,316	212,65	239,23	244,55	249,87	255,18	260,50
27	ALCATRÃO (US\$/tep)	5,316	212,65	239,23	244,55	249,87	255,18	260,50
28	alcool (US\$/bbl)		29,57	32,97	33,70	34,43	35,16	35,90
29	carvão		0	0	0	0	0	0
30	biomassa		0	0	0	0	0	0
31	carvão vegetal		0	0	0	0	0	0
32	outros		42,76	47,45	48,51	49,56	50,62	51,67
33	taxa de câmbio (R\$/US\$)	2,2	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
34	perdas na transmissão e distribuição de eletricidade		15,00%					14,75%
35	Linha de Base: Expansão Industrial (Cenário B1 do PNE 2030)							
36	custo do investimento (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	custo dos bens de capital (US\$)							
38	outros (US\$)							
39	custo de operação e manutenção (US\$)							
40	consumo eletricidade (MWh)							
41	consumo de derivados leves (bbl)							
42	consumo de derivados médios (bbl)							
43	consumo de derivados pesados (bbl)							
44	consumo de petróleo WTI (bbl)							
45	consumo de gás natural (mil tep)	9,226	5.567,22	9.921,20	10.288,29	10.668,95	11.063,70	11.473,06
46	consumo de carvão vapor (mil tep)	362	375,81	389,71	404,13	419,09	434,59	450,67
47	consumo de carvão metalúrgico (mil tep)	3.696	3.832,80	3.974,61	4.121,67	4.274,17	4.432,32	4.596,31
48	consumo de lenha (mil tep)	6.561	6.803,58	7.055,31	7.316,36	7.587,06	7.867,78	8.158,89
49	consumo de produtos da cana (mil tep)	17.164	17.799,03	18.457,60	19.140,53	19.848,73	20.583,13	21.344,70
50	consumo de outras fontes prim. (mil tep)	5.287	5.482,12	5.684,95	5.895,30	6.113,42	6.339,62	6.574,19
51	consumo de óleo diesel (mil tep)	152	157,36	163,19	169,22	175,49	181,98	188,71
52	consumo de óleo combustível (mil tep)	5.970	6.191,12	6.420,19	6.657,74	6.904,07	7.159,52	7.424,42
53	consumo de gasolina (mil tep)	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
54	consumo de GLP (mil tep)	713	739,11	766,45	794,01	824,22	854,71	886,34
55	consumo de querosene (mil tep)	4	4,18	4,34	4,50	4,66	4,83	5,01
56	consumo de gás (mil tep)	5,088	5.272,96	5.468,06	5.670,37	5.880,18	6.097,74	6.323,36
57	consumo de coq. de carvão min. (mil tep)	7,244	7.511,70	7.789,63	8.077,85	8.376,73	8.686,67	9.008,08
58	consumo de carvão vegetal (mil tep)	6,076	6.300,64	6.533,76	6.775,51	7.026,21	7.286,18	7.555,77
59	consumo de álcool etílico (mil tep)	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	consumo de outras f. sec. petr. (mil tep)	7,313	7.583,43	7.864,02	8.154,98	8.456,72	8.769,62	9.094,09
61	consumo de alcatrão (mil tep)	86	88,86	92,14	95,55	99,09	102,75	106,56
62	consumo de álcool (bbl)							
63	consumo de carvão							
64	consumo de biomassa							
65	consumo de carvão vegetal							
66	consumo de outros energéticos (especificar)							
67	custo da energia (US\$)		20.834.919.660,76	24.306.538.149,24	25.766.010.728,77	27.300.208.620,47	28.912.663.504,06	30.607.066.054,83
68	custo total (US\$)		20.834.919.660,76	24.306.538.149,24	25.766.010.728,77	27.300.208.620,47	28.912.663.504,06	30.607.066.054,83
69	Valor presente de custo (US\$ em 2009)	321.673.628.916,55	19.291.592.178,48	20.836.936.742,49	20.451.890.818,97	20.066.468.329,50	19.677.472.962,95	19.287.643.395,76
70	venda eletricidade (MWh)							
71	venda de derivados leves (bbl)							
72	venda de derivados médios (bbl)							
73	venda de derivados pesados (bbl)							
74	venda de petróleo WTI (bbl)							
75	venda de gás natural (mil tep)							
76	venda de carvão vapor (mil tep)							
77	venda de carvão metalúrgico (mil tep)							
78	venda de lenha (mil tep)							
79	venda de produtos da cana (mil tep)							
80	venda de outras fontes prim. (mil tep)							
81	venda de óleo diesel (mil tep)							
82	venda de óleo combustível (mil tep)							
83	venda de gasolina (mil tep)							
84	venda de GLP (mil tep)							
85	venda de querosene (mil tep)							
86	venda de gás (mil tep)							
87	venda de coq. de carvão min. (mil tep)							
88	venda de carvão vegetal (mil tep)							
89	venda de álcool etílico (mil tep)							
90	venda de outras f. sec. petr. (mil tep)							
91	venda de alcatrão (mil tep)							
92	venda de álcool (bbl)							
93	venda de carvão							
94	venda de biomassa							
95	venda de carvão vegetal							
96	venda de outros produtos							
97	receita da venda de energia (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
98								
99	outras receitas (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
100	receita total (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
101	Valor presente da receita (US\$ em 2009)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
102	emissões de CO ₂ equivalente	153.405.629	159.081.638	164.967.658	171.071.461	177.401.106	183.964.946	190.771.649
103	Medida de Baixo Carbono: Otimização da Combustão							
104	Custo do investimento (US\$)		145.797.197,16	151.191.693,45	156.785.786,11	162.586.860,19	168.602.574,02	0,00
105	custo dos bens de capital (US\$)	702.975,878	145.797,197	151.191,693	156.785,786	162.586,860	168.602,574	
106	outros (US\$)							
107	Custo de operação e manutenção (US\$)							
108	consumo eletricidade (MWh)							
109	consumo de derivados leves (bbl)							
110								

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Otimização da Combustão	Taxa de crescimento da indústria:		3,70%					
2		Prazo de investimento:		5					
3	Common Data	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
110	consumo de derivados médios (bbbl)								
111	consumo de derivados pesados (bbbl)								
112	consumo de petróleo WTI (bbbl)								
113	consumo de gás natural (mil tep)	220,4	9.587,22	9.873,80	10.189,96	10.516,01	10.852,24	11.198,95	
114	consumo de carvão vapor (mil tep)	9,4	375,31	387,70	399,96	412,59	425,62	439,04	
115	consumo de carvão metalúrgico (mil tep)	108,4	3.832,80	3.951,30	4.073,32	4.198,96	4.328,32	4.461,51	
116	consumo de lenha (mil tep)	164,0	6.883,58	7.020,03	7.243,10	7.473,24	7.710,41	7.954,90	
117	consumo de produtos de cana (mil tep)	243,7	17.759,83	18.383,66	18.887,23	19.410,37	20.053,43	20.817,33	
118	consumo de outras fontes prim. (mil tep)	155,7	5.482,12	5.651,46	5.825,84	6.005,38	6.188,23	6.380,54	
119	consumo de óleo diesel (mil tep)	3,9	157,36	162,35	167,49	172,79	178,26	183,89	
120	consumo de óleo combustível (mil tep)	117,1	6.191,12	6.395,01	6.605,52	6.822,85	7.047,22	7.278,86	
121	consumo de gasolina (mil tep)	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
122	consumo de GLP (mil tep)	16,7	739,11	762,87	787,38	812,66	838,73	865,42	
123	consumo de querosene (mil tep)	0,3	4,18	6,31	4,45	4,59	4,74	4,89	
124	consumo de gás (mil tep)	34,9	5.272,94	5.460,54	5.654,79	5.855,93	6.064,22	6.279,91	
125	consumo de coq. de carvão min. (mil tep)	211,8	7.511,70	7.744,08	7.983,37	8.229,77	8.483,47	8.744,63	
126	consumo de carvão vegetal (mil tep)	159,8	6.306,44	6.499,40	6.704,23	6.915,33	7.132,87	7.357,04	
127	consumo de álcool etílico (mil tep)	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
128	consumo de outras f. sec. petr. (mil tep)	179,2	7.503,43	7.825,47	8.075,05	8.332,38	8.597,70	8.871,25	
129	consumo de álcool (mil tep)	2,6	88,86	91,59	94,41	97,30	100,29	103,36	
130	consumo de álcool (bbbl)								
131	consumo de carvão								
132	consumo de biomassa								
133	consumo de carvão vegetal								
134	consumo de outros energéticos (especificar)								
135	custo da energia (US\$)		20.834.919.646,76	24.200.333.526,78	25.540.047.493,00	26.942.353.271,46	28.407.341.234,19	29.938.395.795,50	
136	custo total (US\$)		20.980.716.857,92	24.351.525.222,23	25.697.433.279,11	27.104.940.131,66	28.575.943.858,21	29.938.395.795,50	
137	Valor presente do custo (US\$ em 2009)	317.059.817.587,06	19.426.589.681,26	10.877.507.906,58	10.399.409.814,87	19.922.940.155,03	19.448.107.219,28	18.866.267.707,93	
138	venda eletricidade (MWh)								
139	venda de derivados leves (bbbl)								
140	venda de derivados médios (bbbl)								
141	venda de derivados pesados (bbbl)								
142	venda de petróleo WTI (bbbl)								
143	venda de gás natural (mil tep)								
144	venda de carvão vapor (mil tep)								
145	venda de carvão metalúrgico (mil tep)								
146	venda de lenha (mil tep)								
147	venda de produtos de cana (mil tep)								
148	venda de outras fontes prim. (mil tep)								
149	venda de óleo diesel (mil tep)								
150	venda de óleo combustível (mil tep)								
151	venda de gasolina (mil tep)								
152	venda de GLP (mil tep)								
153	venda de querosene (mil tep)								