

2010

Estudo de Baixo Carbono para o Brasil

Relatório de Síntese Técnica

ENERGIA

*Cenário de Baixa Emissão
de Carbono no Brasil*



BANCO MUNDIAL

Autor
Christophe de Gouvello | The World Bank Group
Sustainable Development Department of the Latin
America and Caribbean Region

Equipe Técnica
Coordenação

Roberto Schaeffer, D.Sc., COPPE-UFRJ
Alexandre Szklo, D.Sc., COPPE-UFRJ

2010

Estudo de Baixo Carbono para o Brasil

Relatório de Síntese Técnica

ENERGIA

*Cenário de Baixa Emissão
de Carbono no Brasil*

Coordenação

Roberto Schaeffer, COPPE-UFRJ

Alexandre Szklo, COPPE-UFRJ

Christophe de Gouvello, The World Bank

Pesquisadores

Alexandre Szklo, Amaro Pereira, André Frossard Pereira de Lucena, Antonio José Alves, Bruno Soares Moreira Cesar Borba, David Castelo Branco, Roberto Schaeffer, Ronaldo Balassiano, COPPE-UFRJ;

Arnaldo Walter, Gilberto Jannuzzi, and Rodolfo Gomes, UNICAMP; Barbara Farinelli, Christophe de Gouvello, Jennifer Meihuy Chang, e Rogerio Pinto, The World Bank;

Fábio Marques, Rodrigo Ferreira, Luiz Goulart, e Thiago Mendes PLANTAR; Fabrício Dantas, Fernanda M. Bernardes, Joaquim Augusto Rodrigues, Marcelo R. V. Schwob, Márcio Guimarães, Maurício Henriques, Roberto S. E. Castro Tapia, INT; João Eduardo A.R. Silva, Universidade de São Carlos; Manoel Regis Lima Verde Leal, CENEA; Júlio Hato e Sérgio Pacca, USP

1818 H Street, NW
Washington, DC 20433
Telefone: 202-473-1000
Internet: www.worldbank.org
Email: feedback@worldbank.org

Todos os direitos reservados

Este volume é um produto da equipe do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento / Banco Mundial. Os resultados, interpretações e conclusões expressas neste volume não refletem necessariamente a opinião dos Diretores Executivos do Banco Mundial ou dos países por eles representados.

O Banco Mundial não garante a precisão das informações incluídas neste trabalho e não aceita qualquer responsabilidade por qualquer consequência da sua utilização. As fronteiras, cores, denominações e outras informações apresentadas em qualquer mapa deste trabalho não implicam qualquer opinião por parte do Banco Mundial sobre o status legal de qualquer território ou o endosso ou aceitação de tais fronteiras.

Direitos e Permissões

O material desta publicação é protegido por direitos autorais. A reprodução total ou parcial do texto deste documento sem permissão pode constituir violação da lei aplicável. O Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento / Banco Mundial incentiva a divulgação do seu trabalho e concede a permissão para reproduzir partes do mesmo, desde que citada a fonte.

Para permissões para fazer fotocópias ou reimprimir qualquer parte deste trabalho, favor enviar uma solicitação com informações completas para: Copyright Clearance Center Inc., 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, E.U.A. telefone: 978-750-8400, fax: 978-750-4470; Internet: www.copyright.com.

Todas as outras consultas sobre direitos e licenças, incluindo direitos subsidiários, devem ser dirigidos ao Gabinete do editor, o Banco Mundial, 1818 H Street, NW, Washington, DC, 20433, E.U.A., fax: 202-522-2422 e-mail: pubrights@worldbank.org.

O Programa de Assistência à Gestão do Setor de Energia (ESMAP) é um programa de conhecimento global e assistência técnica administrado pelo Banco Mundial, que fornece auxílio aos países de baixa e média renda com o objetivo de aumentar o saber-fazer e capacidade institucional dos mesmos para alcançar soluções ambientalmente sustentáveis no setor de energia que conduzem à redução da pobreza e ao crescimento econômico.

Para obter maiores informações sobre o **Programa de Estudos de Baixo Carbono para Países** ou sobre o trabalho do ESMAP no âmbito das mudanças climáticas, visite-nos na www.esmap.org ou escreva para:



Energy Sector Management Assistance Program
The World Bank
1818 H Street, NW
Washington, DC 20433 USA
email: esmap@worldbank.org
web: www.esmap.org

APRESENTAÇÃO	19
1 INTRODUÇÃO	21
2 METODOLOGIA GERAL DO ESTUDO PARA O SETOR DE ENERGIA	24
2.1 Análise Econômica	26
2.1.1 Curvas de Custo Marginal de Abatimento	26
2.1.2 Break-Even Carbon Price	27
2.2 Opções de Mitigação	28
2.3 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento	29
2.4 Barreiras Para a Implementação das Opções de Baixo Carbono	29
2.5 Medidas Existentes e Propostas	30
3 CENÁRIO DE REFERÊNCIA PARA O SETOR DE ENERGIA	31
3.1 Metodologia do Cenário de Referência (PNE 2030)	31
3.2 Características do Cenário Referência (PNE 2030)	32
3.3 Cenário Referência – Demanda de Energia	34
3.3.1 Eficiência Energética no Consumo de Eletricidade	34
3.3.2 Reduções de Emissões do Lado do Consumo Industrial de Combustíveis Fósseis	38
3.4 Cenário Referência – Oferta de Energia	41
3.4.1 Setor de Produção de Petróleo, Gás e Produtos Refinados: Refino e GTL	41
3.4.2 Setor de Produção de Eletricidade: Cogeração a Partir da Biomassa	44
3.4.3 Setor de Produção de Eletricidade: Energia Eólica	45
3.5 Cenário Referência – Opções Adicionais	46
3.5.1 Substituição por Biomassa: Etanol	46
3.5.2 Setor de Produção de Eletricidade: Hidroeletricidade	47
4 DEMANDA DE ENERGIA – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO CONSUMO DE ELETRICIDADE	51
4.1 Opções de Mitigação	51
4.1.1 Setor residencial	51
4.1.2 Setor industrial	54
4.1.3 Setor comercial	57
4.2 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento	57
4.3 Medidas Existentes e Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono	61
4.3.1 Mecanismos de Suporte	62
4.3.2 Mecanismos de Financiamento	64
4.3.3 Mecanismos de Comando-Controlle	65
4.3.4 Mecanismos de Mercado	66
4.3.5 Plano Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC)	67
4.4 Medidas Propostas	67
4.4.1 Padrões Mínimos de Eficiência Energética	67
4.4.2 Licitações tecnológicas de agências de governo	69
4.4.3 O Setor Público e Contratos de Desempenho	69
4.4.4 Certificados Brancos (CB)	70
4.4.5 Ações que podem ser adicionadas ao Programa da Aneel	70
4.4.6 Acordos Voluntários	71
4.4.7 Concessionária Virtual de Energia	71
4.4.8 Impostos diferenciados e Financiamento	72
4.4.9 Melhorias na Lei de Uso de Energia Solar	72
5 DEMANDA DE ENERGIA – REDUÇÕES DE EMISSÕES DO LADO DO CONSUMO INDUSTRIAL DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS	74
5.1 Opções de Mitigação	74
5.1.1 Eficiência Energética	74
5.1.2 Reciclagem e Economia de Materiais	80
5.1.3 Substituição Inter-Energéticos (fóssil por fóssil)	86
5.1.4 Substituição de Fontes Fósseis por Energia Renovável	88
5.1.5 Redução ou Eliminação de Biomassas Não-Renováveis (de desmatamentos)	93

5.2	Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento	94
5.3	Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono	101
5.3.1	Eficiência Energética	101
5.3.2	Reciclagem e Economia de Materiais	102
5.3.3	Substituição Inter-Combustíveis (fóssil por fóssil)	102
5.3.4	Uso de Fontes Alternativas de Energia e Redução de Biomassas Provenientes de Desmatamento	103
5.4	Medidas Existentes e Propostas	103
5.4.1	Eficiência Energética	105
5.4.2	Reciclagem e Economia de Materiais	107
5.4.3	Substituição de Fontes Fósseis por Gás Natural	107
5.4.4	Ampliação do Uso de Fontes Renováveis e Redução do Uso de Biomassas Não-Renováveis	108
6	OFERTA DE ENERGIA – SETOR DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, GÁS E PRODUTOS REFINADOS: REFINO E GTL	110
6.1	Opções de Mitigação	110
6.1.1	Parque de Refino Existente	111
6.1.2	Otimização de Novas Refinarias	114
6.1.3	GTL	116
6.2	Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento	121
6.3	Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono	131
6.3.1	Refino	131
6.3.2	GTL	131
6.4	Medidas Existentes e Propostas	131
6.4.1	Refino	131
6.4.2	GTL	135
7	OFERTA DE ENERGIA – SETOR DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE: COGERAÇÃO A PARTIR DA BIOMASSA	138
7.1	Opções de Mitigação	138
7.1.1	Descrição técnica das opções	140
7.1.2	Informações sobre a implementação das opções	142
7.2	Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento	145
7.3	Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono	149
7.4	Medidas Existentes e Propostas	152
7.4.1	Políticas e Mecanismos de Financiamento Existentes	152
7.4.2	Medidas de Superação das Barreiras e Impedimentos	156
8	OFERTA DE ENERGIA – SETOR DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE: ENERGIA EÓLICA	159
8.1	Opções de Mitigação	159
8.2	Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento	160
8.3	Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono	161
8.3.1	Barreiras de mercado	161
8.3.2	Barreiras regulatórias	162
8.3.3	Barreiras tecnológicas	162
8.3.4	Barreiras de financiamento	163
8.4	Medidas Existentes e Propostas	163
9	OPÇÕES ADICIONAIS DE MITIGAÇÃO – SUBSTITUIÇÃO POR BIOMASSA: ETANOL	166
9.1	Opção de Mitigação	166
9.2	Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento	182
9.3	Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono	184
9.4	Medidas Existentes e Propostas	185
10	OPÇÕES ADICIONAIS DE MITIGAÇÃO – SETOR DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE: HIDROELETRICIDADE	191
10.1	Opção de Mitigação	191

11 Cenário de Baixo Carbono 2010-2030 para o Setor de Energia	197
11.1 Potencial de Redução das Emissões de CO ₂	197
11.2 Cenário Baixo Carbono	199
11.3 Opções Adicionais	200
11.4 Impacto Energético	201
11.5 Síntese de Custos de Abatimento	205
11.6 Síntese de Investimento	206
12 Comentários Finais	212
Referências Bibliográficas	213

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Aumento das Emissões Nacionais - Sistema Energético Nacional Similar à Média Mundial (MtCO ₂)	22
Tabela 2 – TIR Setorial	28
Tabela 3 – Parâmetros Básicos do PNE 2030 – Macroeconômicos	33
Tabela 4 – Parâmetros Básicos do PNE 2030 – Energéticos	33
Tabela 5 – Estimativa das emissões de CO ₂ (em tCO ₂) e consumo de eletricidade em 2009 (em MWh): setor residencial	34
Tabela 6 – Estimativa das emissões de CO ₂ para o período 2009-2030: setor residencial	35
Tabela 7 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor residencial	35
Tabela 8 – Estimativa das emissões de CO ₂ (em tCO ₂) e consumo de eletricidade em 2009 (em MWh): setor industrial e comercial	36
Tabela 9 – Estimativa das emissões de CO ₂ para o período 2009-2030: setor industrial e comercial	36
Tabela 10 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor industrial e comercial	37
Tabela 11 – Estimativa das emissões de CO ₂ consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Tendencial: setor comercial	37
Tabela 12 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Tendencial: setor comercial	37
Tabela 13 – Fatores de renovabilidade para biomassas combustíveis (%)	38
Tabela 14 – Estimativa das emissões de CO ₂ aplicando-se índices de renovabilidade para os combustíveis renováveis em 2007 (em mil tCO ₂)	39
Tabela 15 – Emissões de CO ₂ em mil toneladas e percentuais por grupos de combustíveis e por setores	40
Tabela 16 – Projeção das emissões de CO ₂ para o Cenário de Referência - 2007-2030	41
Tabela 17 – Resultados das emissões do refino nacional para os anos de 2007 e 2015 – parque de refinarias existentes e em construção	42
Tabela 18 – Emissões para o refino existente no cenário referência – parque de refinarias existentes e em construção	42
Tabela 19 – Emissões do Cenário Referência – novas refinarias (exceto aquelas em construção)	43
Tabela 20 – Emissões totais do refino para o Cenário Referência em MtCO ₂ e	43
Tabela 21 – Emissões para o caso GTL no Cenário Referência	44
Tabela 22 – Emissões evitadas de CO ₂ em função da produção de eletricidade excedente – Cenário Referência (MtCO ₂ /ano)	45
Tabela 23 – Custo da capacidade instalada em energia eólica	45
Tabela 24 – Quadro geral: Cenário de Referência (valores acumulados)	46
Tabela 25 – Cenário de Referência para o setor sucroalcooleiro	47
Tabela 26 – Oferta de biomassa do setor sucroalcooleiro	47
Tabela 27 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW)	49
Tabela 28 – Estimativa das emissões de CO ₂ para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor residencial	58
Tabela 29 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor residencial	58
Tabela 30 – Potencial de redução das emissões de CO ₂ e do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor industrial	58

Tabela 31 – Estimativa das emissões de CO ₂ para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor industrial	59
Tabela 32 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor industrial	59
Tabela 33 – Potencial de redução das emissões de CO ₂ e do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor industrial	60
Tabela 34 – Estimativa das emissões de CO ₂ para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor comercial	60
Tabela 35 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor comercial	60
Tabela 36 – Potencial de redução das emissões de CO ₂ e do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor comercial	61
Tabela 37 – Investimentos anuais obtidos pelo Procel (1986-2007)	63
Tabela 38 – Sumário das políticas propostas para eficiência energética	73
Tabela 39 – Potencial de economia de energia nos subsetores industriais e decomposição percentual das medidas de eficiência energética	76
Tabela 40 – Potencial de economia de energia por medidas específicas e por setores em toneladas equivalentes de petróleo - base 2007	77
Tabela 41 – Cálculo ajustado da eficiência energética e uso de aditivos - setor cimento (potencial ajustado)	82
Tabela 42 – Cálculo ajustado da eficiência energética e por reciclagem - setor ferro e aço (potencial ajustado)	83
Tabela 43 – Cálculo ajustado da eficiência energética e por reciclagem - setor alumínio / alumina	84
Tabela 44 – Cálculo ajustado da economia de materiais no setor cerâmico	84
Tabela 45 – Cálculo ajustado da economia por conservação e reciclagem no setor de vidro	85
Tabela 46 – Cálculo ajustado da economia por conservação e reciclagem no setor de papel	86
Tabela 47 – Cálculo ajustado da intensificação do uso do gás natural, conservação de energia e reciclagem – Base 2007	88
Tabela 48 – Produção de ferro-gusa através dos processos via coque de carvão mineral e via carvão vegetal	90
Tabela 49 – Quantidades de combustíveis fósseis a serem substituídos e área necessária de floresta plantada	91
Tabela 50 – Cálculo ajustado da redução da energia fóssil pela adoção da energia solar - setor de alimentos / bebidas e químico	92
Tabela 51 – Detalhamento das áreas necessárias e investimentos para lenha e carvão vegetal renováveis	94
Tabela 52 – 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 tCO ₂)	97
Tabela 53 – Quadro geral das emissões evitadas de CO ₂ e custos de abatimento por tipo de medida de mitigação	98
Tabela 54 – 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)	100
Tabela 55 – Emissões de CO ₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 pelo uso de carvão vegetal renovável na siderurgia diante do conjunto de medidas de mitigação (potencial ajustado)	100
Tabela 56 – 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)	100
Tabela 57 – Estimativa de distribuição dos recursos necessários	104
Tabela 58 – Quadro-resumo das políticas propostas para eficiência energética	106
Tabela 59 – Quadro-resumo das políticas propostas para reciclagem de materiais	107
Tabela 60 – Quadro-resumo das políticas propostas para substituição inter-combustíveis e uso de fontes renováveis	109
Tabela 61 – Resumo do potencial de redução de emissões e custos para o refino	122
Tabela 62 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino existente - Medida: Integração energética	123

Tabela 63 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino existente – Medida: Controle de incrustações	124
Tabela 64 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino existente – Medida: Sistemas avançados de controle de processo	125
Tabela 65 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino novo	127
Tabela 66 – Opção GTL para reduzir a queima de gás	129
Tabela 67 – Custo de abatimento CO ₂	130
Tabela 68 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o GTL	130
Tabela 69 – Resumo das Políticas para o refino nacional	134
Tabela 70 – Resumo das Políticas para o GTL	137
Tabela 71 – Hipóteses da análise técnico-econômica – 2010-2030 – Valores em milhões de US\$	144
Tabela 72 – Emissões evitadas (diferença entre os Cenários Baixo Carbono e Referência)	147
Tabela 73 – Resultados dos leilões de compra de energia elétrica (nova) expressos em capacidade contratada (MW médios)	154
Tabela 74 – Quadro geral: Cenário de Baixo Carbono (valores acumulados)	160
Tabela 75 – Emissões evitadas de CO ₂ -e e custos de abatimento	161
Tabela 76 – Custo médio de geração de eletricidade (US\$/MWh)	162
Tabela 77 – Quadro-resumo das políticas propostas para a implementação do Cenário de Baixo Carbono	165
Tabela 78 – Cenário de Baixo Carbono	167
Tabela 79 – Rendimento dos produtos da cana	169
Tabela 80 – Variação da produtividade da cana-de-açúcar no período 2010-2030	169
Tabela 81 – Produtividade do etanol de hidrólise	170
Tabela 82 – Cronograma aproximado da evolução de colheita de cana sem queimar	171
Tabela 83 – Detalhamento do custo de produção de cana-de-açúcar	172
Tabela 84 – Divisão de moagem entre os três tipos de usinas – Cenário de Referência (Mtc/ano)	174
Tabela 85 – Divisão de moagem entre os quatro tipos de usinas – Cenário de Baixo Carbono (Mtc/ano)	175
Tabela 86 – Fator de escala das novas destilarias	175
Tabela 87 – Estrutura básica de custo de etanol	177
Tabela 88 – Remuneração do capital nas destilarias novas (TIR=15%)	178
Tabela 89 – Evolução dos componentes do custo total de produção do etanol, para o caso das destilarias novas (TIR=15%)	179
Tabela 90 – Itemização do investimento projetado para uma planta futura de referência de etanol por hidrólise de 2000 t/dia (US\$ de 2000)	180
Tabela 91 – Variação do custo de produção de etanol de hidrólise (R\$/L)	181
Tabela 92 - Rateio dos investimentos na produção de etanol entre o mercado externo (Tema F) e o interno (Tema H), para o período 2010-2030 (MR\$)	182
Tabela 93 – Investimentos acumulados em cada tecnologia de produção, nos dois cenários (milhões R\$)	182
Tabela 94 – Resultados econômicos das opções de abatimento da emissões de GEE no Tema F	184
Tabela 95 – Dados de operação das hidrelétricas da Bacia do Caroní	194
Tabela 96 – Potencial de Redução das Emissões de CO ₂ (2010-2030)	198
Tabela 97 – Potencial de Redução das Emissões de CO ₂	200
Tabela 98 – Custo Marginal de Abatimento – Taxa de Desconto de 8% a.a.	201
Tabela 99 – Impacto Energético das Opções de Baixo Carbono	202
Tabela 100 – Resumo dos Impactos das Opções de Baixo Carbono	205
Tabela 101 – Valor Presente dos Investimentos Líquidos na Área de Energia	207
Tabela 102 – Custo de Investimento Incremental Anual das Medidas de Baixo Carbono	208
Tabela 103 – Aporte Financeiro (sem taxa de desconto)	211

Lista de Figuras

Figura 1 – PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados	32
Figura 2 – Mitigação por Conservação de Energia Elétrica, 2010 a 2030	61
Figura 3 – Comparação entre os padrões de Eficiência Energética dos condicionadores de ar adotados atualmente no Brasil e no EUA de 1997	68

Figura 4 – Comparação entre os índices de eficiência (C/V) de refrigeradores com selos no Brasil e os Meps europeus	69
Figura 5 – Mitigação por atividade, 2010 a 2030	95
Figura 6 – Comparação das emissões de CO ₂ do setor industrial em 2030 entre os cenários	96
Figura 7 – Esquema da Metodologia	110
Figura 8 – Equações do Modelo de Programação Linear	115
Figura 9 – Relação entre as equações dos modelos Primal e Dual	116
Figura 10 – Esquema da Alternativa 1	117
Figura 11 – Esquema da Alternativa 2	117
Figura 12 – Expansão da capacidade de refino no Brasil	126
Figura 13 – Emissão de CO ₂ por refinaria	128
Figura 14 – Reduções estimadas de CO ₂ para o refino existente e refino novo	128
Figura 15 – Produção de etanol de hidrólise nos dois cenários	170
Figura 16 – Participação do etanol de hidrólise na produção total, nos dois cenários	171
Figura 17 – Curva de aprendizado da cana-de-açúcar	173
Figura 18 – Influência da escala de destilaria no custo de remuneração do capital (TIR=15%)	176
Figura 19 – Média das vazões de longo termo no reservatório de Tucuruí e Guri	192
Figura 20 – Vazões ajustadas com base no potencial energético por volume de água para as hidrelétricas de Tucuruí e Simón Bolívar (reservatório de Guri)	193
Figura 21 – Vazões de longo termo em Belo Monte e Guri	193
Figura 22 – Transferência interregional do Norte para o Nordeste (MW médio)	194
Figura 23 – Mapa da linha de transmissão entre Jurupari, no Estado do Pará e Boa vista, no Estado de Roraima	195
Figura 24 – Mitigação em emissões por actividades, 2010 a 2030	200

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Oferta Interna de Energia no Brasil: Estrutura de Participação das Fontes (2007)	21
Gráfico 2 – Participação percentual dos energéticos nas emissões de CO ₂ por setores	40
Gráfico 3 – Potencial em operação, inventariado e estimado e incrementos necessários segundo o PNE 2030.	50
Gráfico 4 – Contribuição percentual das medidas de mitigação com eficiência energética agrupada	98
Gráfico 5 – Geração de energia elétrica a partir de bagaço de cana – 1990 a 2007	139
Gráfico 6 – Evolução da geração de eletricidade excedente a partir da biomassa residual, em sistemas de cogeração	140
Gráfico 7 – Investimentos requeridos para geração de eletricidade em larga escala, em cogeração, a partir da biomassa residual da cana.	145
Gráfico 8 – Emissões evitadas entre 2010 e 2030 – diferenças entre Cenário Baixo Carbono e Cenário Referência – em relação às alternativas de expansão do sistema elétrico (Base PNE 2030)	146
Gráfico 9 – Estimativa de custos médios de geração elétrica – PNE 2030 em relação a sistemas de cogeração com biomassa residual da cana (taxas de desconto 8% e 18% ao ano).	147
Gráfico 10 – Evolução do custo marginal de abatimento (MAC) e break-even (B-E) no período 2010-2030, para cogeração a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar.	148
Gráfico 11 – Abatimento das emissões de CO ₂ em função da taxa de remuneração do capital esperada pelo investidor	148
Gráfico 12 – Fração do investimento na interconexão sobre o investimento no sistema de cogeração, em função da distância entre o sistema de geração e o ponto de conexão.	151
Gráfico 13 – Projeção da capacidade eólica instalada até 2030 – cenários de referência e baixo carbono	159
Gráfico 14 – Potencial bruto de redução de emissões de CO ₂ -equivalentes	161
Gráfico 15 – Redução Anual das Emissões de CO ₂	199
Gráfico 16 – Impacto Energético das Opções de Mitigação	204
Gráfico 17 – Curva de Custo Marginal de Abatimento – Taxa de Desconto de 8% a.a. (reduções de emissões acumuladas 2010-2030)	205

ACRÔNIMOS

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
Abiluxa - Associação Brasileira da Indústria de Iluminação
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
ACV - Análise do Ciclo de Vida
Aiea - Agência Internacional de Energia Atômica
Aisi - American Iron and Steel Institute
AMS - Associação Mineira de Silvicultura
Anda - Associação Nacional para a Difusão de Adubos
Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica
Anfacer - Associação Nacional de Fabricantes de Cerâmica para Revestimentos
Anicer - Associação Nacional da Indústria Cerâmica
ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API - grau API – classificação do American Petroleum Institute, mais adotada atualmente para classificar o petróleo de acordo com a sua densidade volumétrica, ou seja, de acordo com o seu grau API
ATR - Açúcares Totais Recuperáveis
BB - Banco do Brasil
BEN - Balanço Energético Nacional
BEU - Balanço de Energia Útil
BF - blast furnace
BM - Banco Mundial
BNB - Banco do Nordeste
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOF - basic oxygen furnace
BP - British Petroleum
Bracelpa - Associação Brasileira de Celulose e Papel
Brix - Teor de sólidos dissolvidos
C - Carbono
C&T - Ciência e Tecnologia
C4 - Butano
Carb - Califórnia Air Resources Board
CB - Certificados Brancos
CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCAP - Center for Clean Air Policy
CCF - cyclone conveter furnace process
CCS - Captura e Sequestro de Carbono
CE - Ceará
CEF - Caixa Econômica Federal
Cenea - Centro de Energias Alternativas e Meio Ambiente
Ceped - Centro de Pesquisa e Desenvolvimento do Estado da Bahia
Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Cepi - Confederation of European Paper Industries
CNI - Confederação Nacional da Indústria
CO - Monóxido de Carbono

CO₂ - Dióxido de Carbono
 CO₂ e - Dióxido de Carbono equivalente
 Comperj - Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
 Conpet - Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e Gás Natural
 Coppe/URRJ - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro
 COVs - Compostos orgânicos voláteis
 CP - cimento Portland
 Cresesb - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
 CT-Energ - Fundo Setorial de Energia ciência e tecnologia para energia
 CT-Petro - Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural ciência e tecnologia para petróleo e gás
 CV - Carvão vegetal
 DA - Destilação Atmosférica
 DCE - 1,2 dicloroetano
 Dieese - Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos
 Dios - Direct Iron Ore Smelting Reduction Process
 DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral
 DRI - Direct reduction iron
 DV - Destilação a Vácuo
 EAF - Eletric arc furnace
 EBAMM - ERG Biofuels Analysis Meta-Model
 EC - Commission of the European Communities
 Edelca - Electrificación del Caroní
 EE - Eficiência Energética
 EGEE - Expert Group on Energy Efficiency
 Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
 Embrapa - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
 EPE - Empresa de Pesquisa Energética
 EUA - Estados Unidos da América
 FCC - Unidade de Craqueamento Catalítico
 FFV - Veículos Flexíveis ao Combustível
 Finame - Programa de Financiamento de Máquinas e Equipamentos
 FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
 FT - Fischer-Tropsch
 gC - Grama de Carbono
 Gedae - UFPA – Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará
 GEE - gases de efeito estufa
 GLP - gás liquefeito de petróleo
 GN - gás natural
 GNC - gás natural comprimido
 GNL - gás natural liquefeito
 GoB - Governo do Brasil
 Greet - Green House Gases Regulated Emissions and Energy use in Transportation
 GTL - Gas-to-liquids
 H2 - hidrogênio
 H2S - ácido sulfídrico
 ha - Hectare (10.000 m²)
 HCC - hidrocraqueamento
 HDN - hidrodessulfurização
 HDO - hidroxidação
 HDS - hidrodessulfurização
 HDT - hidrotreatamento
 Hismelt - smelt reduction vessel process
 IAA - Instituto do Açúcar e do Alcool
 Iaea - International Atomic Energy Agency
 IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
 IBS - Instituto Brasileiro de Siderurgia
 Ícone - Instituto de Estudos do Comércio e Negociações Internacionais
 IEA - International Energy Agency
 Iedi - Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial

IFP - Instituto Francês de Petróleo
IGPM - Índice Geral de Preços de Mercado
Iisi - International Iron and Steel Institute
Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
Inpe - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
INT - Instituto Nacional de Tecnologia
IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change
IPI - imposto sobre produtos industrializados
ISR - Institute for Sustainable Resources
J - Joule
kg - quilograma
LCA -Life Cycle Analysis
LCCCS - Low Carbon Country Case Study
LFC - lâmpadas fluorescentes compactas
LI - Licença Ambiental de Instalação
LP - Licença Ambiental Prévia
Lubnor - Lubrificantes do Nordeste
LULUCF - Land Use and Land Use Change and Forestry
MA - Estado do Maranhão
MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia
MDIC - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MDL - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
Melp - Modelo de Expansão de Longo Prazo
MG - Estado de Minas Gerais
Mha - Milhão de hectares
Mipe - Modelo Integrado de Planejamento Energético
MJ - Milhão de Joules
MJf - MJ do combustível
ML - Milhão de litros
MMA - Ministério do Meio Ambiente
MME - Ministério de Minas e Energia
M-Ref - Modelo de Estudo do Refino
MSR - Modelo de Projeção de Demanda Residencial de Energia
Mt - Milhão de toneladas
N2O - Óxido Nitroso
NH3 - Amônia
Nipe - Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético
NOx - Óxido de Nitrogênio
NREL - National Renewable Energy Laboratory
O&M - Operação e Manutenção
O.C. - óleo combustível
ODP - Processo de Dessulfurização Oxidativa
OECD – Organiation for Economic Cooperation and Development
OHF - Open Hearth Furnace
ONG - Organização Não-Governamental
NOS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D - Pesquisa e Desenvolvimento
PA - Estado do Pará
PAC - Programa de Aceleração do Crescimento
PBE - Programa Brasileiro de Etiquetagem
PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDEE - Plano Decenal de Energia Elétrica
PDVSA - Petróleos de Venezuela SA
PE - Pernambuco
PET - politereftalato de etileno
PIB - Produto Interno Bruto
PL - Programação Linear
PNE - Plano Nacional de Energia
PNMC - Plano Nacional das Mudanças do Clima
Poag - Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás

ppm - Partes por milhão
PQZ - Plano de Queima Zero
PR - Progress Ratio
ProÁlcool - Programa Nacional do Álcool
Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
Proeólica - Programa Emergencial de Energia Eólica
Proesco - Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética
Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PVC - Policloreto de vinila
R\$ - Moeda Brasileira Real
R.H. - Recursos Humanos
Recap - Refinaria de Capuava
Reduc - Refinaria Duque de Caxias
Refap - Refinaria Alberto Pasqualini
Regap - Refinaria Gabriel Passos
Reman - Refinaria de Manaus
Renest - Refinaria Abreu e Lima
Repar - Refinaria Presidente Getúlio Vargas
Replan - Refinaria de Paulínia
Revap - Refinaria Henrique Lage
RGR - Reserva Global de Reversão
RJ - Estado do Rio de Janeiro
Rlam - Refinaria Landulpho Alves
RN - Rio Grande do Norte
S - Sul
SBS - Sociedade Brasileira de Silvicultura
SE - Sudeste
Sebrae - Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
Sekab - Svenska Etanol Kemie AB
Senai - Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial
SIC - Serviço de Informação da Carne
Sidra - Sistema IBGE de Recuperação Automática
Sindicerv - Sindicato Nacional da Indústria da Cerveja
Sindifer - Sindicato das Indústrias do Ferro
Sindusgesso - Sindicato da Indústria do Gesso
SMR - Reforma a Vapor de Metano
Snic - Sindicato Nacional da Indústria do cimento
SP - Estado de São Paulo
SRFT - Standard Refinery Fuel Tonne
SSP - simple superphosphate
t - tonelada métrica
tc - tonelada de cana
tCO₂ - tonelada de dióxido de carbono
TIR - Taxa Interna de Retorno
TJLP - Taxa de Juro de Longo Prazo
TSP - triple superphosphate
UDA - Unidade de Destilação Atmosférica
UE - União Européia
UEE - uso eficiente de energia
ULSD - Ultra Low Sulphur Diesel
UNFCC - United Nations Framework Convention on Climate Change
UNICA - União Nacional da Indústria da Cana-de-Açúcar
Unicamp - Universidade Estadual de Campinas
UPB - Unidade de Petroquímicos Básicos Refinaria Presidente Bernardes - RPBC
US\$ - Dolares americanos
US/EPA - United States Environmental Protection Agency
US/OTA - United States Office of Technology Assessment
USDOE - Departamento de Energia do EUA
USP - Universidade de São Paulo
VP - valor presente
WTO - Organização Mundial de Comércio

UNIDADES

BTU/h - Unidade térmica britânica/hora
EUR/GJ - Euro por gigajoule
Gj/t - giga joule por tonelada
Gt CO₂/ano - Giga-tonelada de dióxido de carbono por ano
GW - gigawatt
GWh - gigawatt hora
Kbpd - kilo de barril por dia
kg/s - kilograma por segundo
kg/t - kilograma por tonelada
kg CO₂e/litro - kilo de dióxido de carbono equivalente por litro
kV - kilovolt
kWh - kilowatt hora
kWh/t - kilowatt hora por tonelada
m³ - metro cúbico
m³/ano - metros cúbicos por ano
m³/dia - metros cúbicos por dia
Mbpd - milhão de barril por dia
Mha - milhões de hectares
Ml - milhões de litros
MPa - mega pascal
Mt CO₂/ano - milhões tonelada de dióxido de carbono por ano
Mt CO₂e - milhões tonelada de dióxido de carbono equivalente
Mt - milhões de toneladas
MW - megawatt
°C - grau celsius
t - tonelada
t/há - toneladas por hectare
tc - tonelada de cana
tCO₂ - tonelada de dióxido de carbono
tCO₂e/MWh - tonelada de dióxido de carbono equivalente por megawatt hora
tep - tonelada equivalente de petróleo
Tep/t - tonelada equivalente de petróleo por tonelada
TJ - terajoule
TWh - terawatt hora
TWh/ano - terawatt hora por ano
US\$/ MWh - dólar americano por megawatt hora
US\$/bbl - dólar americano por barril
W - watt

O presente relatório sintetiza os resultados para o setor de energia de um estudo mais amplo, o Estudo de Baixo Carbono para o Brasil, desenvolvido pelo Banco Mundial, como parte de sua iniciativa para dar suporte ao esforço integrado do Brasil pela redução das emissões nacionais e globais de gases do efeito estufa, promovendo ao mesmo tempo o desenvolvimento de longo prazo. O estudo fundamenta-se no melhor conhecimento disponível, e para isso a equipe responsável desenvolveu um amplo processo de consultas e pesquisou a farta literatura existente para identificar a necessidade de esforços graduais e centros de excelência. Foi preparado após consultas e discussões sobre a abrangência do trabalho, realizadas com os Ministérios das Relações Exteriores, do Meio Ambiente e da Ciência e Tecnologia. Foram ainda organizados vários seminários, que possibilitaram consultas com representantes dos Ministérios da Fazenda, do Planejamento, da Agricultura, dos Transportes das Minas e Energia, do Desenvolvimento, Indústria e Comércio. Participaram ainda, ou foram consultados várias agências públicas e centros de pesquisa, incluindo a EMBRAPA, o INT, a EPE, a CETESB, o INPE, a COPPE, a UFMG, a UNICAMP e a USP.

O estudo cobre quatro áreas cruciais, com grande potencial para opções de baixo carbono: (i) uso da terra, mudança no uso da terra e florestas (LULUCF), incluindo o desmatamento; (ii) sistemas de transporte; (iii) produção e uso de energia, em especial eletricidade, petróleo, gás e biocombustíveis e (iv) resíduos urbanos, sólidos e líquidos. O presente documento recebeu suporte de mais de 15 relatórios técnicos e quatro relatórios-síntese para as quatro áreas principais. Recebeu apoio do Banco Mundial, através de recursos oferecidos pela Rede de Desenvolvimento Sustentável (Sustainable Development Network) para as atividades relacionadas a mudanças climáticas regionais e através de suporte do Programa de Apoio à Gestão do Setor Energético do Banco Mundial (sigla ESMAP, em inglês).

Esse relatório síntese de Energia foi elaborado por uma equipe coordenada por Roberto Schaeffer e Alexandre Sklo, COPPE-UFRJ e Christophe de Gouvello, Banco Mundial, e composta por Manoel Regis Lima Verde Leal, CENEA; João Eduardo A.R. Silva, Universidade de São Carlos; Fábio Marques, Rodrigo Ferreira, Luiz Goulart, e Thiago Mendes PLANTAR; Roberto Schaeffer (coordenador de energia), Alexandre Szklo, Amaro Pereira, Bruno Soares Moreira Cesar Borba, André Frossard Pereira de Lucena, David Castelo Branco, e Antonio José Alves, COPPE-UFRJ; Maurício Henriques, Fabrício Dantas, Márcio Guimarães, Roberto S. E. Castro Tapia, Joaquim Augusto Rodrigues, Marcelo R. V. Schwob, Fernanda M. Bernardes, INT; Arnaldo Walter, Gilberto Jannuzzi, e Rodolfo Gomes, UNICAMP; Sérgio Pacca e Júlio Hato, USP.

A equipe de supervisão do Banco Mundial para todo o Estudo de Baixo Carbono incluiu Christophe de Gouvello, Jennifer Meihuy Chang, Govinda Timilsina, Paul Procee, Mark Lundell, Garo Batmanian, Adriana Moreira, Fowzia Hassan, Augusto Jucá, Barbara Farinelli, Rogério Pinto, Francisco Sucre, Benoit Bosquet, Alexandre Kossoy, Flavio Chaves, Mauro Lopes de Azeredo, Fernanda Pacheco, Sebastien Pascual e Megan Hansen.

Diante do desafio atual das mudanças climáticas globais, medidas pró-ativas devem ser tomadas no intuito de reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). O principal acordo neste intuito é o Protocolo de Quioto, que propõe um calendário pelo qual os Países Anexo I possuem a obrigação de reduzir suas emissões em, pelo menos, 5,2% em relação aos níveis de 1990, no período entre 2008 e 2012.

O Brasil, apesar de não possuir metas de redução de emissões dentro do Protocolo de Quioto para o período de 2008-2012, está engajado nas discussões acerca da necessidade de os países reduzirem suas emissões. O país é um dos signatários da Convenção Quadro sobre Mudança do Clima, na qual constam obrigações para todas as partes, independentemente de suas responsabilidades históricas e atuais na concentração e na emissão de gases poluentes.

Soma-se a isto o fato de que um possível acordo no âmbito do Protocolo de Quioto, para o período pós 2012, também pode incluir países em desenvolvimento com grande potencial de emissão, como é o caso do Brasil, China e Índia, no grupo de países comprometidos com a redução das emissões de GEE.

Deste modo, o comprometimento brasileiro com a questão climática e com a preocupação em reduzir as emissões de GEE é crescente e levanta questões importantes para os tomadores de decisões, tanto públicos quanto empresariais, juntamente com a população.

No intuito de combater profundas modificações no clima, este estudo busca identificar como é possível, no horizonte de 20 anos, que se reduzam as emissões de GEE na área de energia do Brasil sem limitar o crescimento da economia do país.

O Brasil possui uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, o que contribui para que as emissões do setor energético sejam relativamente baixas quando comparadas às dos países desenvolvidos. Todavia, o crescimento previsto deste setor pode aumentar significativamente as emissões do país.

Este trabalho permite a compreensão do potencial de abatimento das emissões de GEE no Brasil na área de energia e os custos relativos para a viabilização das oportunidades disponíveis para o período 2010-2030. Ou seja, este trabalho identifica quanto, quando e com que custo o Brasil pode reduzir suas emissões de GEE relativas à área de energia. Diante das suas especificidades, o uso de combustíveis e as respectivas emissões de gases de efeito estufa no setor de transportes são tratados em outro relatório deste projeto.

O principal objetivo deste estudo é oferecer ao governo brasileiro subsídios para articular uma estratégia de longo prazo (2030) para reduzir a intensidade de carbono na trajetória de desenvolvimento do Brasil na área de energia (exceto setor de transportes). Mais especificamente, o objetivo deste estudo é fornecer os insumos técnicos necessários para avaliar o potencial e as condições para a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) do país a partir dos setores-chave da economia.

Assim, este trabalho permite identificar opções e oportunidades que poderiam justificar a alocação de possíveis recursos internacionais no país. O ponto de partida para as equipes temáticas são as opções de mitigação e sequestro propostas. Além de identificar estas propostas, este estudo apresenta as barreiras existentes à implementação destas opções e as possíveis políticas públicas para superar tais barreiras. Complementando estas políticas, são incluídas as respectivas estimativas dos valores de investimentos e custeio, assim como a curva de custos para mitigação.

Desta forma, este estudo é baseado na seguinte abordagem de 4 etapas desenvolvida pelo

Banco Mundial:

- Estabelecer um Cenário de Referência. Antecipar a evolução futura das emissões de GEE do Brasil, consistente com os objetivos desenvolvidos de longo prazo pelo governo brasileiro;
- Identificar e quantificar as opções menos intensivas em carbono para mitigar ou sequestrar as emissões de GEE;
- Avaliar os custos associados às opções de carbono identificadas, identificar os principais obstáculos à adoção imediata e explorar possíveis medidas para superá-los;
- Construir um Cenário de Baixo Carbono consistente com o os objetivos de longo prazo do governo brasileiro.

Esta abordagem permite que o estudo analise o impacto macroeconômico da mudança de um Cenário de Referência para um cenário carbono e a necessidade financeira que tal mudança implicaria.

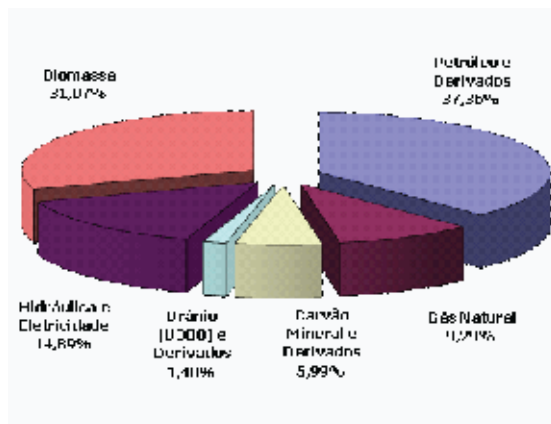
Para garantir maior abrangência e consistência do trabalho, não apenas o setor de energia foi analisado neste estudo. Este capítulo de energia faz parte do relatório final do Banco Mundial - *Low Carbon Scenario for Brazil* – do qual também fazem parte os seguintes setores:

- Reduzir as emissões associadas com a utilização dos solos, mudança do uso do solo e florestas (LULUCF), incluindo o desmatamento;
- Promover medidas mais eficientes e menos intensivas em carbono no sistema de transportes;
- Redução ou captura para utilização das emissões de GEE dos resíduos urbanos.

1 Introdução

A intensidade de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) do setor energético brasileiro é relativamente baixa quando comparada aos padrões internacionais, devido à importância das fontes renováveis na matriz energética nacional. Em 2007, conforme o Balanço Energético Nacional, 45,9% da oferta interna de energia foi de energia renovável, enquanto que, em 2006, a média mundial foi 12,9% e nos países da OECD, 6,7% (MME, 2008a). Tal fato se deve à expressiva participação da hidroeletricidade (74,3% da oferta interna de energia elétrica) e da biomassa (principalmente o álcool, o bagaço de cana-de-açúcar e o carvão vegetal) na matriz energética brasileira. O Gráfico 1 exibe a estrutura da oferta interna de energia primária no Brasil.

Gráfico 1 – Oferta Interna de Energia no Brasil: Estrutura de Participação das Fontes (2007)



Fonte: MME, 2008a

Assim, no setor de energia (inclusive setor de transportes), o Brasil contribuiu com 329 milhões de toneladas equivalentes de gás carbônico¹, para um total mundial de cerca de 27 bilhões de toneladas emitidas em 2005, o que corresponde a cerca de 1,77 tCO₂ por ano por habitante, comparado a uma média global de 4,22 tCO₂ por habitante e 11,02 tCO₂/habitante para países da OCDE (IEA, 2007a).

Este quadro garante para o Brasil a posição de 17^o maior emissor de GEE na área de energia, representando 1,2% das emissões mundiais. Ao se analisar apenas o setor de geração de energia elétrica, o Brasil passa a ocupar a 65^o posição, com uma participação residual no mundo (menos de 0,5%) (FRISCHTAK, 2009).

Torna-se evidente, então, que na área de energia, mais especialmente no setor de geração de energia elétrica, o Brasil está um passo à frente dos outros países no que tange à questão das mudanças climáticas globais. Esta característica peculiar do país, de elevada participação das fontes renováveis na matriz energética, que garante um baixo fator de emissão no setor, reduz o potencial de mitigação das emissões na área de energia (ou seja, a situação atual do Brasil já se

1 Entrementes, a situação se mostra diferente quando se levam em conta as emissões devidas às mudanças do uso da terra. O caso brasileiro é muito atípico. Atualmente, 75% das emissões de GEE do país são consequência de emissões outras que não do setor energético (mudanças de uso do solo, pecuária etc). Esta situação afeta significativamente a contribuição do Brasil nas emissões globais de GEE. Sem levar em conta a utilização da terra e as mudanças do uso do solo, o Brasil figura no mundo como o oitavo maior emissor, com 2,3% das emissões globais. No entanto, se incluído neste quadro a mudança do uso do solo, o Brasil salta para a quarta posição, logo atrás dos Estados Unidos, da Rússia e da China, com 5,3% das emissões globais.

mostra extremamente positiva para as MCG).

A título de exemplificação, se o Brasil possuísse uma matriz energética de acordo com os padrões da média mundial, as emissões na área de energia seriam quase 60% superiores ao valor atual, colocando o Brasil como nono maior emissor de GEE neste setor (atrás apenas de EUA, China, Rússia, Índia, Japão, Alemanha, Canadá e Reino Unido), passando a ter um padrão de emissão similar ao sistema energético britânico. Para que esta exemplificação fosse possível, foi considerada modificação no sistema energético nacional em 3 aspectos²:

- Geração de energia elétrica: assumiu-se, hipoteticamente, o fator de emissão de eletricidade do grid nacional igual ao fator de emissão médio mundial de 522,5 g CO₂/kWh (WRI, 2009);
- Transportes: assumiu-se, hipoteticamente, o uso de gasolina C em substituição ao álcool etílico hidratado (atualmente utilizado nos veículos flexíveis);
- Indústria: assumiu-se, também hipoteticamente, o uso de coque mineral no lugar do carvão vegetal plantado (considerado como 50% do carvão vegetal (AMS, 2008)) utilizado por toda a indústria.

Nesta nova situação, as emissões do setor de energia do Brasil em 2005 seriam quase 200 MtCO₂ superiores, como apresentado na Tabela 1. Verifica-se, assim, que a maior contribuição para a baixa emissão de carbono da área de energia do país é o baixo fator de emissão do grid nacional, como consequência da elevada participação das hidrelétricas. Com efeito apenas para este setor, o uso do fator de emissão médio do grid mundial eleva as suas emissões de gases de efeito estufa em mais de 6 vezes.

Tabela 1 – Aumento das Emissões Nacionais - Sistema Energético Nacional Similar à Média Mundial (MtCO₂)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Geração Elétrica	154,8	143,4	152,4	161,1	169,9	177,1	183,7	195,7
Indústria	9,7	8,8	9,2	10,9	12,9	12,7	12,3	12,7
Transporte	16,7	15,4	17,5	16,6	18,5	20,0	18,4	24,7
Total	181,2	167,6	179,1	188,7	201,3	209,8	214,4	233,1

Todavia, a expansão da oferta de eletricidade de origem renovável no país, por exemplo, a partir de grandes hidrelétricas, enfrenta dificuldades, sendo esperado, ao longo do tempo, um significativo crescimento da oferta a partir de fontes mais emissoras de carbono (como, por exemplo, usinas termelétricas a carvão, óleo combustível e a gás natural), apesar de estudos oficiais do governo ainda não refletirem isto, como é o caso do PNE 2030 (EPE, 2007), documento utilizado no presente estudo como Cenário de Referência.

Soma-se a isto o possível aumento do uso dos derivados de petróleo, em particular o diesel, como consequência do crescimento do setor agroindustrial e do segmento de transporte de

2 Estas estimativas são simplificações utilizadas apenas para estimar a ordem de grandeza da importância das fontes renováveis no Brasil. Isto se dá, porque, no caso de a matriz energética nacional ser similar ao padrão mundial, o perfil da indústria e do transporte no país também seriam diferentes. Ou seja, a maior participação de indústrias eletrointensivas no Brasil, como alumínio primário e soda-cloro, também se justifica no baixo custo da energia elétrica no país, que decorre da maior participação de hidrelétricas. Analogamente, esta simplificação não abrange outros fatores que também influenciam a baixa emissão do setor energético brasileiro. Por exemplo, a estrutura da frota de carros de passeio no Brasil possui uma fração relativamente alta de veículos de baixa cilindrada.

carga no Brasil, assim como o possível aumento do consumo de carvão metalúrgico para a indústria siderúrgica brasileira. Destarte, dado o impacto potencial das alterações climáticas, torna-se importante a contribuição ativa do Brasil no esforço internacional para estabilizar as concentrações de GEE.

Este quadro evidencia a importância de se conhecer as características e peculiaridades do sistema energético brasileiro e planejar seu desenvolvimento, a partir de exercícios de cenarização das emissões ligadas à produção e ao consumo de energia, a fim de que seja identificado o potencial de redução das emissões do setor e o respectivo custo de abatimento associado. Como antes destacado, neste documento, o setor energético será analisado, excluindo o caso do setor de transportes que é enfatizado em outro relatório.

2 Metodologia Geral do Estudo para o Setor de Energia

O objetivo deste estudo foi elaborar dois cenários de emissão de carbono associados à demanda e oferta de energia no horizonte 2030. Este trabalho permitiu determinar o potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa e o respectivo custo associado derivados do sistema energético brasileiro, conforme a transição de um Cenário de Referência a um cenário de baixa emissão de carbono.

Este estudo adotou a abordagem de “cunhas” para representar os efeitos nas emissões decorrentes de diferentes opções de mitigação no setor de energia brasileiro. A utilização de diagramas de cunhas, proposto por Pacala e Socolow (2004), permite identificar a influência relativa de alternativas para reduzir as emissões na avaliação de cenários futuros, tendo no eixo das abscissas o tempo, e, no das ordenadas, a quantidade de emissões, expressa em Gt CO₂/ano.

O Cenário de Referência considerado no trabalho foi o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE³). O cenário de baixa emissão de carbono, por sua vez, foi elaborado a partir da análise de opções de mitigação produzidas pelos programas de trabalho de Temas relacionados ao sistema energético envolvidos neste estudo.

Optou-se por trabalhar com o PNE 2030 por ser o mais recente plano oficial de longo prazo da área energética do governo brasileiro publicamente disponível. Cumpre notar que este plano foi publicado pela EPE em 2007 e, desta forma, não previa em sua cenarização macroeconômica os efeitos da recente crise econômica mundial. Outro aspecto relevante no plano é que este prevê o aumento da utilização do potencial hidráulico remanescente no Brasil, que não tem se concretizado, devido aos entraves ambientais legais, tendo se verificado uma indicação de maior utilização de termelétricas nos últimos leilões de energia⁴.

Não obstante estes fatores, que possivelmente refletem questões pontuais, o PNE 2030 representa uma importante ferramenta de cenarização do setor energético brasileiro, tendo em vista a sua consistência técnico-econômica de longo prazo.

Quanto ao Cenário de Baixo Carbono, este estudo analisou as opções de mitigação, que não foram consideradas no PNE 2030, dos diferentes grupos de trabalho responsáveis por cada um dos sete setores envolvidos neste estudo, de forma que se pode identificar o potencial e o custo da redução das emissões de gases de efeito estufa no período entre 2010 e 2030.

No Cenário Baixo Carbono deste estudo buscou-se garantir a consistência técnica entre todos os setores e opções de mitigação, a partir da não contabilização de possíveis efeitos de medidas que divergem entre si ou que se contrapõem, evitando dupla-contagem e/ou inconsistência no estudo. Entretanto, como não foram abrangidos todos os setores de oferta e demanda de energia neste estudo, não se realizou uma otimização integrada de todo o sistema energético.

3 A Empresa de Pesquisa Energética é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia e tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo, gás natural e derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética.

4 Para conter este fenômeno, o governo brasileiro lançou em abril de 2009 uma instrução normativa obrigando termelétricas a carvão e óleo a mitigar suas emissões de CO₂, o que provavelmente as encarecerá, retirando-lhes parte da competitividade que elas têm hoje. As novas usinas terão de compensar pelo menos um terço de suas emissões com o plantio de árvores para reflorestamento e os outros dois terços deverão ser mitigadas por meio de investimentos em geração de energia renovável ou medidas que promovam eficiência energética. Desta forma, esta medida possivelmente corrigirá o rumo em direção às hidrelétricas novamente.

Os setores considerados neste trabalho são apresentados abaixo⁵:

Eletricidade

Oferta

Hidroeletricidade⁶

Energia Eólica⁷

Cogeração a partir de Biomassa⁸

Demanda

Eficiência Energética no Consumo de Eletricidade⁹

Óleo e Gás

Oferta

Refino e GTL¹⁰

Demanda

Reduções de Emissões do Lado do Consumo Industrial de Combustíveis Fósseis¹¹

Substituição por Biomassa

Etanol¹²

Este estudo não analisou como opção de mitigação o aumento da geração de energia nuclear na matriz elétrica nacional. O Cenário de Baixo Carbono não planeja mais usinas nucleares do que o Cenário de Referência, devido à improbabilidade de se construir mais do que 6 usinas nucleares durante os próximos 20 anos no Brasil, tendo em vista que no Cenário Referência do PNE constam 4 a 6 novas usinas nucleares no horizonte 2030.

Este fato se deve à extensa necessidade de planejamento prévio, incluindo a localização ideal das novas usinas, licenciamento, aquisição de equipamentos específicos (somente fabricados no exterior), assim como o longo período de construção das usinas, que poderia chegar de 5 a 8 anos. Nos Estados Unidos e França, por exemplo, as novas usinas em fase de planejamento ou construção consideram no mínimo 5 anos para atingir um estado operacional.

De forma similar, este trabalho também não contemplou como opção de mitigação o aumento da participação da hidroeletricidade na geração de energia elétrica no país. Apesar de apenas cerca de 30,9% do potencial hidrelétrico nacional ter sido aproveitado até o momento (EPE, 2008), espera-se que a expansão da oferta de eletricidade a partir de grandes hidrelétricas enfrente dificuldades, principalmente de ordem de licenciamento ambiental, sendo esperado um significativo crescimento da oferta de energia elétrica nos próximos anos a partir de fontes mais emissoras de carbono (como por exemplo usinas a óleo combustível e carvão).

De certa maneira, não considerar o aumento do uso de hidroeletricidade no Brasil poderia indicar que o país estaria caminhando no sentido de tornar a sua matriz de geração de energia elétrica mais inadequada do ponto de vista ambiental. Deve-se ter em mente, contudo, que mesmo com as modificações estruturais esperadas no setor elétrico, as emissões não serão significativas no longo prazo. Segundo Frischtak (2009) o incremento das emissões com a mudança da matriz elétrica significará de 1-3% do total de emissões do país.

Soma-se a isto outro aspecto que indica a necessidade do equilíbrio da matriz elétrica nacional, como consequência da vulnerabilidade climática do sistema energético nacional. De acordo com Lucena *et al.* (2009), a produção de eletricidade de origem hidráulica pode

- 5 Este estudo também identificou o potencial e os custos de redução das emissões de GEE do setor de transporte que é apresentado em um relatório à parte (Relatório de Transporte).
- 6 Tema J – Hidroeletricidade: autor-principal Sergio Pacca (USP)
- 7 Tema M – Energia Eólica: autor-principal Barbara Farinelli (BM)
- 8 Tema K – Cogeração de Biomassa: autor-principal Arnaldo Walter (Unicamp)
- 9 Tema L – Eficiência Energética: autor-principal Gilberto Jannuzzi (Unicamp)
- 10 Tema N – Refino e GTL: autor-principal Alexandre Szklo (Coppe)
- 11 Tema O – Indústria: autor-principal Mauricio Henrique (INT)
- 12 Tema F – Etanol: autor-principal Manoel Regis L.V. Leal (Cenea)

ser reduzida no longo prazo em função de alterações das vazões dos rios diante dos quadros climáticos previstos pelo IPCC.

Por fim, este estudo também considerou opções mitigadoras que, apesar de possuírem o custo incorrido no Brasil, buscam prevenir, ou reduzir, os impactos negativos das emissões de gases de efeito estufa no mundo, como, por exemplo, o aumento das exportações de etanol para substituir gasolina em outros países, ou mesmo a exportação de hidroeletricidade brasileira para outros países, que com isto veriam seu fator de emissão do grid reduzido. Estas medidas adicionais são apresentadas separadamente nos capítulos a seguir.

A análise das alternativas de mitigação consideradas por cada grupo de trabalho levou à quantificação do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa de cada setor na área de energia. Esta estimativa baseou-se no somatório das emissões evitadas de cada opção mitigadora considerada para cada setor. Ou seja, pode-se determinar quanto de emissões podem ser reduzidas na área de energia no período 2010-2030 em comparação com um Cenário Referência, o PNE 2030.

2.1 Análise Econômica

Neste estudo foram estimados os custos marginais de abatimento para o período entre 2010 e 2030 de cada opção de mitigação, sendo apresentados no formato de curvas marginais de abatimento. O estudo identificou também o preço do carbono que tornaria economicamente viável a opção de mitigação analisada para o horizonte 2030 (*break-even carbon price*).

2.1.1 Curvas de Custo Marginal de Abatimento

As curvas de custo marginais de abatimento (CCMA) de emissão de gases com efeito de estufa (GEE) refere-se a uma representação gráfica da atratividade econômica de opções de mitigação de GEE em relação ao potencial de mitigação de GEE dessas opções. A CCMA tem sido amplamente utilizada na análise de políticas de mitigação de GEE. Estas curvas são construídas segundo um foco tecnológico/atividade, setorial/programa ou econômico.

As curvas de custo marginal de abatimento no nível tecnológico/atividade necessitam de técnicas e modelos simples (por exemplo, análise custo/benefício), com menor necessidade de dados, sendo mais fáceis de interpretar e compreender. No entanto, a abordagem é responsável apenas por informações tecnológicas/atividade e, portanto, não capta os impactos da atividade sobre os outros setores e agentes da economia. Assim, opções tecnológicas de mitigação de GEE, que possuem impactos sobre a economia como um todo, não são bem identificadas nesta abordagem.

As CCMA setorial/programa são geradas 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. Normalmente, ferramentas de otimização (por exemplo, programação linear e programação dinâmica) são usadas para criar a linha de base e os cenários de redução das emissões. Esta abordagem foi comumente utilizada no setor de energia em estudos de planejamento energético e leva em conta tanto os efeitos diretos e indiretos de uma opção mitigação de GEE em todo o setor da energia ou sub-setor. Esta abordagem é mais realista do que a abordagem tecnológica, pois considera os efeitos setoriais/sub-setoriais, mesmo que se ignore os efeitos em toda a economia. No entanto, ela exige modelos setoriais/sub-setoriais que podem necessitar de quantidade elevada de dados. Além disso, os efeitos inter-setoriais não são contabilizados nesta abordagem.

As curvas de abatimento de escala econômica são geradas de forma semelhante à abordagem setorial. No entanto, esta abordagem contabiliza os efeitos de abatimento de opções tecnológicas

em outros setores da economia. Normalmente são utilizados modelos de equilíbrio geral nesta análise. Esta abordagem leva em conta tanto os efeitos diretos e indiretos de uma opção mitigação de GEE em toda a economia. Embora os custos de abatimento obtidos com esta modelagem possam ser mais realistas, tais exercícios de modelagem são restritos por limitação de dados. Além disso, a interpretação dos resultados do modelo é difícil para usuários sem conhecimento econômico.

Assim, considerando-se as vantagens e desvantagens de cada uma destas abordagens, disponibilidade de dados e o objetivo deste estudo, optou-se por utilizar a abordagem no nível tecnológico/atividade. Nesta abordagem, as curvas de custos de abatimento são geradas por comparação par a par entre as opções tecnológicas de mitigação de GEE e as opções tecnológicas de linha de base (ou seja, as tecnologias que teriam sido utilizadas em vez das opções de mitigação). Normalmente nesta abordagem é comparado o valor presente líquido da opção tecnológica da linha de base com a opção do Cenário de Baixo Carbono. No entanto, o objetivo do estudo é não só para comparar tecnologias de linha de base e de abatimento em uma análise estática, mas também desenvolver um caminho de redução das emissões considerando cenários possíveis sobre a penetração das tecnologias e medidas de abatimento. Deste modo, foram utilizados custos anualizados (ou nivelados) para calcular a custo de abatimento de cada alternativa. A reunião das alternativas e seus respectivos potenciais de redução de emissões foi utilizada para construir as curvas de custo de abatimento.

O custo marginal de abatimento de cada opção de mitigação foi 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:

$$CA^{opção} = \frac{CAL^{baixocarbono} - CAL^{base}}{EA^{base} - EA^{baixocarbono}}$$

Onde “CA” representa o custo de abatimento marginal da tonelada de CO₂ evitada de cada opção de mitigação; “CAL” representa o custo anual líquido; “EA” é a emissão anual em cada cenário.

O custo anual líquido (CAL) 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.

$$CAL = \frac{INV.r \cdot \frac{(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} + OM + COMB - REC}{(1+r)^{(n-2009)}}$$

Onde “CAL” representa o custo anual líquido da implantação da opção; “REC” é a receita; “OM” é o custo de operação e manutenção; “COMB” representa os gastos com combustível; “INV” representa o custo de investimento; “r” é a taxa de desconto; “t” é a vida útil do projeto; e “n” é 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 – neste caso, a taxa de desconto utilizada no PNE 2030, igual a 8% a.a.

2.1.2 Break-Even Carbon Price

A fim de proporcionar um outro ponto de análise da viabilidade de implementação das opções de mitigação, foram avaliados os incentivos necessários (preço do carbono) para alcançar

a Taxa Interna de Retorno (TIR) dos setores. Ou seja, foi estimado o nível do incentivo que deveria ser oferecido aos atores econômicos para que as alternativas de mitigação se tornassem atrativas em comparação às opções consideradas no Cenário de Referência. O propósito é identificar como uma opção de redução dos GEE poderá ser atraente do ponto de vista do setor privado.

Este incentivo foi calculado para que a Taxa Interna de Retorno (TIR) das alternativas de baixo carbono atinja a TIR pretendida pelo setor onde se implementa a opção, como apresentado na Tabela 2. Este incentivo foi expresso por tonelada de dióxido de carbono evitado (*break-even carbon price*).

Tabela 2 – TIR Setorial

Setor	TIR esperada pelos Agentes do Setor
Industrial	15%
Cogeração	18%
Eólica	15%
Residencial	79%
Comercial	15%
GTL	25%
Refino	15%

Optou-se por realizar esta análise, pois, na prática, os investidores estão mais interessados nas suas taxas de retorno para tomar decisões. Uma vez que os investidores veem diferentes níveis de riscos para diferentes tipos de tecnologias, consequentemente as suas taxas de retorno exigidas são diferentes entre as tecnologias. Como observado, na maioria dos setores a TIR é de 15% a.a.. No entanto, para algumas medidas, as taxas consideradas são diferentes. Por exemplo, a taxa no caso de projetos de GTL foi de 25% ao ano enquanto que a taxa para projetos de cogeração em usinas de cana-de-açúcar foi de 18% ao ano.

Os projetos de mitigação de GEE com taxa de retorno inferior a TIR setorial não serão capazes de atrair financiamento privado sem incentivos adicionais, tais como créditos de carbono. Neste estudo, o nível de tais incentivos é interpretado como um equilíbrio de custos (*break-even*), pois representa o tamanho do incentivo para equiparar os benefícios e custos para atingir a TIR setorial. Se o *break-even carbon price* para uma opção de mitigação de GEE é negativo, a aplicação de tal medida já é economicamente atraente. Por outro lado, se *break-even carbon price* é positivo, a opção não é atraente, porque não pode gerar a TIR setorial necessária sem incentivos no valor do custo de equilíbrio.

A quantificação de potenciais e necessidade de financiamento também suscitou no estudo a avaliação de barreiras à implementação das opções de mitigação. Em seguida, o estudo revelou possíveis alternativas para superar as barreiras antes identificadas.

2.2 Opções de Mitigação

As opções de mitigação representam as opções consideradas por cada subsetor envolvido neste estudo que buscam prevenir, ou reduzir a magnitude, das emissões de gases de efeito estufa no Brasil decorrentes da produção e consumo de energia. Estas opções foram propostas em relação ao PNE 2030, Cenário Referência deste estudo.

Neste relatório são detalhadas as opções de mitigação nas áreas listadas abaixo, que contabilizam um total de 25 opções de mitigação.

Lado da Demanda de Energia:

- **Eficiência Energética no Consumo de Eletricidade**
- **Reduções de Emissões do Lado do Consumo Industrial de Combustíveis Fósseis**

29

Lado da Oferta de Energia:

- **Cogeração a partir de Biomassa**
- **Energia Eólica**
- **Refino e Gas-to-Liquid (GTL)**

Ademais, este estudo também considerou opções mitigadoras que, apesar de possuírem um custo incorrido no Brasil, buscam prevenir, ou reduzir, os impactos negativos das emissões de carbono noutros países ou conjuntamente no Brasil e em um país vizinho. Este é o caso da expansão da produção de etanol para exportação para substituição de gasolina e o caso da interconexão das hidrelétricas brasileiras localizadas na margem direita do rio Amazonas com as hidrelétricas venezuelanas localizadas na margem esquerda deste rio. Estas opções adicionais serão apresentadas separadamente no final do trabalho. Assim, propuseram-se as seguintes opções adicionais:

Opções Adicionais:

- **Etanol**
- **Hidroeletricidade**

Dentre as 25 opções mitigadoras consideradas, quatro ocorrem no setor residencial, uma na parte de cogeração, uma no setor comercial, cinco no setor de refino, 13 no setor industrial e uma na parte eólica.

Ou seja, neste documento são detalhadas opções de mitigação relacionadas à oferta e ao consumo de energia elétrica, à oferta e ao consumo de combustíveis fósseis não veiculares. As opções de mitigação relacionadas ao consumo de combustíveis veiculares são detalhadas no relatório do setor de “Transporte”.

2.3 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento

Este potencial representa o potencial de reduções de emissões de carbono decorrendo da transição de um Cenário de Referência a um cenário de baixa emissão de carbono. Trata-se do potencial máximo de abatimento de gases de efeito estufa de cada opção considerada na área de energia para o período de 2010 a 2030.

2.4 Barreiras Para a Implementação das Opções de Baixo Carbono

Na seção anterior foram estimados os custos marginais de abatimento de cada opção de mitigação segundo duas abordagens: a primeira, conforme uma mesma taxa de desconto social; a segunda a partir do *break even price do carbono*. A partir destes resultados, esta seção avalia as barreiras de mercado, tecnológicas e regulatórias à implementação das opções propostas.

É importante destacar que estas barreiras são de cunho específico e, portanto, não se deve generalizar as barreiras de uma opção de mitigação para um setor específico, para toda a área de energia.

2.5 Medidas Existentes e Propostas

30

Neste item são apresentadas as medidas que já existem no Brasil que ou favorecem ou dificultam a implementação das opções propostas e as possíveis medidas incrementais, substitutivas, derogatórias ou retificativas que poderiam ser propostas para superação destas barreiras discutidas no capítulo anterior.

3. Cenário de Referência para o Setor de Energia

O Cenário de Referência representa um cenário tendencial para a evolução do setor de energia no Brasil. Ou seja, este cenário apresenta características de base de mercado, sem maiores mudanças qualitativas e que mantém o ritmo natural de incorporação de tecnologia e evolução da participação da oferta e demanda de energia. Trata-se, portanto, de um cenário que não possui elevada participação de opções associadas à mitigação de emissões de gases de efeito estufa.

Para garantir maior credibilidade ao trabalho e permitir contribuir com a política energética brasileira, utilizou-se como Cenário Referência a publicação mais recente do setor, o PNE 2030, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O PNE 2030 é um estudo que documenta as análises e pesquisas realizadas no sentido de fornecer subsídios para a formulação de uma estratégia para a expansão da oferta de energia com vistas ao atendimento de diferentes cenários para evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo para o uso integrado e sustentável dos recursos disponíveis.

A equipe do estudo consultou frequentemente a EPE para confirmar o acordo de princípio da EPE sobre o uso do PNE para estabelecer o Cenário de Referência e para ter acesso às premissas e hipóteses utilizadas pela EPE no PNE 2030 e assim assegurar a coerência dos trabalhos com este, em particular no que diz respeito às interfaces com outros setores também incluídas no estudo (i.e. transporte, agricultura, resíduos etc.).

3.1 Metodologia do Cenário de Referência (PNE 2030)

No PNE 2030 foi utilizado como ferramenta principal de simulação do consumo final de energia do país um modelo paramétrico técnico-econômico, denominado Modelo Integrado de Planejamento Energético (Mipe), desenvolvido na Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia (Copppe), da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Especificamente para o consumo de energia elétrica no setor residencial, o PNE 2030 aplicou o Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia (MSR), desenvolvido na EPE. Trata-se também de modelo do tipo *bottom-up*,¹³ em que a demanda de um consumidor residencial é obtida a partir da posse e do uso de equipamentos eletrodomésticos. A calibração do modelo foi feita com base em pesquisas de posse e uso disponibilizadas pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), coordenado pela Eletrobrás. A aplicação do modelo permitiu a incorporação de premissas relativas à eficiência energética neste segmento do consumo.

No lado da oferta, dois modelos específicos foram aplicados para avaliar a transformação da energia primária: o Modelo de Estudo do Refino (M-Ref), desenvolvido no PPE/Coppe, aplicado no dimensionamento da expansão do parque de refino de petróleo adequado à demanda projetada de derivados, e o Modelo de Expansão de Longo Prazo (Melp), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

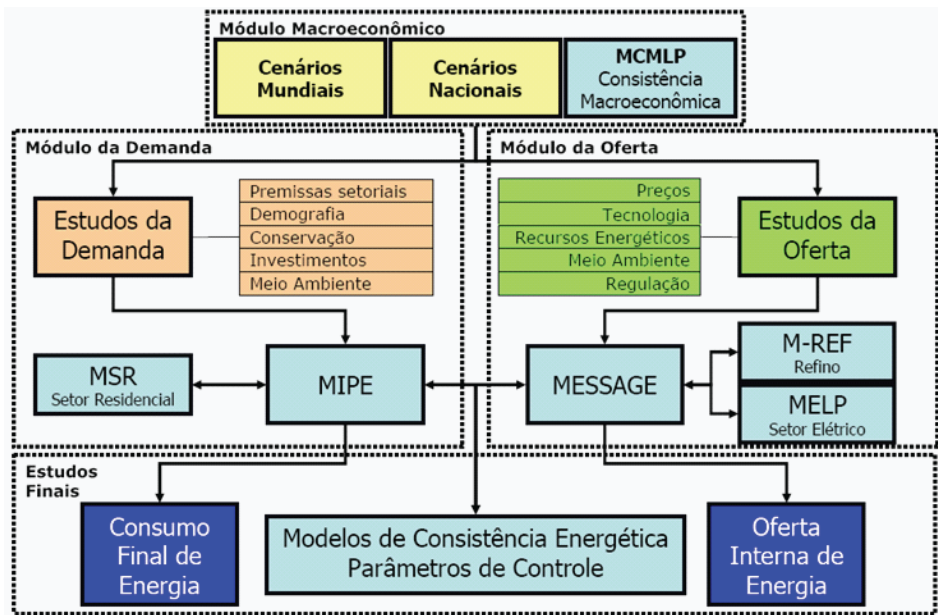
O Melp é um modelo de otimização, desenvolvido em duas versões (uma que utiliza programação linear e outra que utiliza programação inteira mista), que permite achar a solução de expansão da oferta de energia elétrica minimizando o custo da expansão e de operação, considerando os custos de investimento na expansão das interligações entre os subsistemas. A importância de um modelo como o Melp se percebe em face das características do sistema elétrico brasileiro e, especialmente, diante da localização do potencial hidrelétrico a ser aproveitado *vis-à-vis* a localização do consumo.

13 Isto é, um modelo mais desagregado, que faz a modelagem partindo da demanda em relação à oferta.

Todos os resultados obtidos nos estudos da oferta e da demanda do PNE 2030 foram integrados com a aplicação do modelo denominado Message, da Agência Internacional de Energia Atômica (Aiea). O modelo Message seleciona os meios de produção de energia, para atender a demanda de energia útil, de forma a minimizar os custos de operação e manutenção ao longo do período observado, para todo o sistema energético. Trata-se, portanto, de um modelo de Programação Linear que abrange o sistema energético como um todo. Por sua formulação, o modelo analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, através do nível de consumo final, sob restrições de potencial disponível (reservas e capacidade de geração e transmissão elétrica) e níveis de impacto ambiental (padrões máximos de emissões atmosféricas, por exemplo).

Como resultado final, o PNE 2030 permitiu visualizar a evolução da composição da oferta interna de energia, permitindo formular hipóteses de projeção da Matriz Energética Brasileira nos próximos 25 anos. A Figura 1 permite a visualização desta abordagem descrita.

Figura 1 – PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados



Fonte: EPE, 2007

3.2 Características do Cenário Referência (PNE 2030)

O PNE 2030 é o mais recente estudo de longo prazo desenvolvido pelo governo brasileiro para a evolução de todo o sistema energético brasileiro. Ainda que após o PNE 2030, outros estudos oficiais do governo brasileiro tenham sido publicados, nenhum teve ainda a abrangência do PNE 2030 em termos de consistência na simulação de todas as cadeias energéticas do país. Estudos setoriais para setores como eletricidade, petróleo e gás, etanol, foram incorporados no estudo na análise do PNE 2030.

Para a análise deste estudo, utilizou-se o Cenário B1 da projeção do PNE 2030, por representar um cenário intermediário, ou seja, que apresenta um crescimento médio da economia do país. Os principais dados macroeconômicos, crescimento do PIB e da população, para este cenário, estão apresentados abaixo.

Tabela 3 – Parâmetros Básicos do PNE 2030 – Macroeconômicos

Parâmetros	2010	2020	2030
População (mil habitantes)	198.040	220.086	238.555
PIB (10 ⁹ US\$ [2005])	955,8	1.377,4	2.133,2

Fonte: EPE, 2007

O crescimento médio anual esperado para o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro é de 4,1% ao ano, com o setor de serviços e agricultura crescendo 4,2% e o setor industrial 3,7% em média. Os principais dados energéticos do PNE 2030 são apresentados a seguir.

Tabela 4 – Parâmetros Básicos do PNE 2030 – Energéticos

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: EPE, 2007

De acordo com a EPE (2007), o fator de emissão médio do grid brasileiro deve passar de 0,094 tCO₂e/MWh, em 2010, para 0,069 tCO₂e/MWh, em 2020, chegando a 0,079 tCO₂e/MWh, em 2030. Neste estudo, para uma análise anual, fez-se uma interpolação do fator médio de emissão do grid entre os períodos de 2010, 2020 e 2030.

Conforme já mencionado, atualmente existe uma tendência de maior entrada de termelétricas no sistema energético brasileiro, que não foi projetada pelo PNE 2030. Caso este quadro se mantenha no longo prazo, o fator de emissão médio do grid brasileiro será maior que o previsto pela EPE. Ou seja, a análise de baixo carbono realizada neste trabalho, admitindo-se o PNE 2030 como Cenário Referência, será conservadora se o uso da hidroeletricidade no sistema energético brasileiro não for tão significativo quanto o projetado pela EPE.

Mesmo considerando aumento da participação de fontes renováveis na matriz, o nível de emissões deverá se ampliar ao longo do horizonte, conforme a expectativa da EPE. No total, projetam-se emissões de pouco mais de 970 milhões de toneladas de CO₂ em 2030.

O setor de transportes¹⁴ e a indústria deverão ser os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo. Entretanto, é a geração elétrica que apresenta a maior taxa de crescimento de emissões no período (25 anos), quase 7% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 6%, em 2005, para mais de 10% em 2030.

O aumento do nível de emissões deve acender preocupações quanto à necessidade de serem implementadas medidas e incentivadas iniciativas que possam assegurar a reversão da tendência que se visualiza possível. Se, por um lado, o desenvolvimento do país parece tornar irreversível o aumento das emissões, por outro há que procurar tornar também irreversível que esse desenvolvimento possa se fazer sem aumento do volume específico de emissões.

Soma-se a isto o fato de o Cenário Referência considerado (PNE 2030) ser pouco intensivo em carbono devido à participação esperada de usinas nucleares e hidrelétricas que, conforme discutido no item anterior, podem enfrentar desafios, tanto de ordem de licenciamento

¹⁴ Este setor não é examinado neste relatório síntese de energia, sendo apresentado em um documento à parte (Relatório de Transporte).

ambiental quanto de tempo de construção. Assim, possíveis atrasos podem levar a utilização mais intensiva em fontes térmicas. Ademais, algumas medidas de baixo carbono incluídas no Cenário de Referência ainda não estão asseguradas, o que significa que talvez o financiamento necessário para alcançar o Cenário de Baixo Carbono seja maior do que aquele considerado neste estudo apenas com a transição do Cenário Referência para o baixo carbono. Estes fatos corroboram o caráter conservador deste estudo, de forma que o potencial de mitigação aqui encontrado pode ser um limite inferior para o Brasil.

O detalhamento do Cenário de Referência para os setores de oferta e consumo de energia final, cujas alternativas de mitigação de emissão de carbono foram analisadas neste estudo, é feito nas próximas seções deste capítulo. Deve-se notar que o detalhamento apresentado deriva de estimativas de emissões de gases de efeito estufa, que foram realizadas pelos grupos de trabalho deste estudo, a partir dos dados apresentados no PNE 2030.

3.3 Cenário Referência – Demanda de Energia

3.3.1 Eficiência Energética no Consumo de Eletricidade

O Cenário de Referência considerado referiu-se à continuação da adoção de tecnologias convencionais nos três setores estudados por este tema: residencial, industrial e comercial.

Para o ano base (2009), as emissões do setor residencial para os usos finais considerados no presente relatório são de 394 mil toneladas de CO₂ eq. E o consumo de eletricidade, considerando-se as perdas por transmissão e distribuição, é de 4,2 TWh (Tabela 5).

Para o Cenário de Referência do setor residencial para os usos finais considerados no presente relatório, as emissões em 2030 são 11 vezes maiores do que as de 2009. Já o consumo de eletricidade é 13 vezes maior. Somente os refrigeradores são responsáveis por 60% destes aumentos. A Tabela 6 e a Tabela 7 apresentam as emissões e o consumo de eletricidade em 2030 e o acumulado para os usos finais considerados no estudo.

Tabela 5 – Estimativa das emissões de CO₂ (em tCO₂) e consumo de eletricidade em 2009 (em MWh): setor residencial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Consumo de eletricidade (MWh)	
	2009	%	2009	%
Chuveiros elétricos	23.320	6	248.170	6
Refrigeradores	137.972	35	1.468.292	35
Aparelhos de ar-condicionado	27.247	7	289.958	7
Lâmpadas	205.565	52	2.187.610	52
TOTAL	394.104	100	4.194.030	100

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 6 – Estimativa das emissões de CO₂ para o período 2009-2030: setor residencial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Chuveiros elétricos	23.320	435.028	3.970.674
Refrigeradores	137.972	2.720.299	21.731.407
Aparelhos de ar-condicionado	27.247	794.412	6.847.418
Lâmpadas	205.565	190.769	3.905.099
TOTAL	394.104	4.140.507	36.454.599

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 7 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor residencial

Equipamentos de uso final	Consumo (MWh)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Chuveiros elétricos	248.170	5.539.450	53.368.062
Refrigeradores	1.468.292	34.639.079	295.351.862
Aparelhos de ar-condicionado	289.958	10.115.689	93.552.036
Lâmpadas	2.187.610	2.429.163	49.399.719
TOTAL	4.194.030	52.723.381	491.671.679

Fonte: Relatório Tema L

No caso do setor industrial, no ano base (2009) as emissões totais para os usos finais considerados são de 22,5 milhões de toneladas de CO₂ eq. E o consumo de eletricidade, considerando-se as perdas por transmissão e distribuição, é de 239,6 TWh (Tabela 8).

Tabela 8 – Estimativa das emissões de CO₂ (em tCO₂) e consumo de eletricidade em 2009 (em MWh): setor industrial e comercial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Consumo de eletricidade (MWh)	
	2009	%	2009	%
Motor 1 CV	2.149.785	9,5	22.877.866	9,5
Motor 5 CV	4.545.260	20,2	48.370.346	20,2
Motor 10 CV	4.752.926	21,1	50.580.317	21,1
Motor 100 CV	10.968.292	48,7	116.723.807	48,7
Total Motores 1-100 CV	22.416.263	99,5	238.552.336	99,5
Iluminação	107.470	0,5	1.143.693	0,5
TOTAL	22.523.734	100	239.696.029	100

Fonte: Relatório Tema L

Para o Cenário de Referência do setor industrial para os usos finais considerados no presente relatório, as emissões em 2030 dos usos finais substituídos representam 42% das emissões de 2009. Já o consumo de eletricidade dos equipamentos substituídos ao longo do período em 2030 representa 52% do consumo total de 2009. Os motores elétricos respondem por praticamente a totalidade (99,5%). A Tabela 9 e a Tabela 10 apresentam as emissões e o consumo de eletricidade em 2030 e o acumulado para os usos finais considerados no estudo.

No acumulado, as emissões são 2,7 vezes maiores quando comparadas com as emissões de 2030. E o consumo acumulado é 3,4 vezes o consumo total em 2009.

Tabela 9 – Estimativa das emissões de CO₂ para o período 2009-2030: setor industrial e comercial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Motor 1 CV	2.149.785	1.158.259	6.695.459
Motor 5 CV	4.545.260	2.448.890	14.156.113
Motor 10 CV	4.752.926	1.791.575	12.115.205
Motor 100 CV	10.968.292	3.888.595	26.809.534
Total Motores 1-100 CV	22.416.263	9.287.319	59.776.311
Iluminação	107.470	101.393	999.082
TOTAL	22.523.734	9.388.711	60.775.393

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 10 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor industrial e comercial

Equipamentos de uso final	Consumo (MWh)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Motor 1 CV	22.877.866	14.748.754	90.748.082
Motor 5 CV	48.370.346	31.183.080	191.867.373
Motor 10 CV	50.580.317	22.813.125	164.502.818
Motor 100 CV	116.723.807	49.515.644	364.097.308
Total Motores 1-100 CV	238.552.336	118.260.603	811.215.580
Iluminação	1.143.693	1.291.091	13.639.140
TOTAL	239.696.029	119.551.694	824.854.721

Fonte: Relatório Tema L

No caso do setor comercial, no ano base (2009) as emissões totais para o uso final considerado são de 295 mil toneladas de CO₂ eq (Tabela 11). E o consumo de eletricidade, considerando-se as perdas por transmissão e distribuição, é de 3,1 TWh (Tabela 12).

No cenário tendencial para o setor comercial, as emissões em 2030 referentes aos equipamentos substituídos são de 253 mil toneladas de CO₂ e o total acumulado no período é de 2,4 milhões de toneladas de CO₂.

Já o consumo de eletricidade em 2030 e no acumulado do período é de, respectivamente, 3,2 TWh e 31,9 TWh.

Tabela 11 – Estimativa das emissões de CO₂ consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Tendencial: setor comercial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Sistema de iluminação	295.467	253.262	2.338.462

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 12 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Tendencial: setor comercial

Equipamentos de uso final	Consumo (MWh)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Sistema de iluminação	3.144.343	3.224.925	31.881.547

Fonte: Relatório Tema L

3.3.2 Reduções de Emissões do Lado do Consumo Industrial de Combustíveis Fósseis

As emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis acompanham evidentemente a evolução do uso da energia ao longo dos anos. Estas emissões derivam dos combustíveis de origem fóssil e também de parte dos combustíveis renováveis, representados pelas biomassas não-renováveis, notadamente quando estas são extraídas de estoques naturais interrompendo seus ciclos de renovação. Bagaço de cana e a lixívia negra cumprem integralmente tal ciclo, fato que não ocorre com o carvão vegetal e a lenha não-renováveis, por serem parcialmente extraídos de florestas nativas (AMS, 2008; BRITO, 2008). Na Tabela 13 estão adotados índices ou fatores de renovabilidade para as biomassas, ou seja, quanto de seu uso provém de plantações renovadas de tempos em tempos. A lenha utilizada no setor de papel e celulose, por exemplo, é integralmente renovável, ao passo que no setor de cerâmica somente 20%.

Tabela 13 – Fatores 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/ pelot.	-	-	-	-	50
Não-ferrosos	-	-	-	-	50
Química	90	-	100	-	90
Alimentos/ bebidas	50	100	-	-	-
Têxtil	90	-	-	-	-
Papel/celulose	100	-	100	100	-
Cerâmica	20	-	100	-	-
Outros	50	-	-	-	-

Nota 1: estimativas com base em AMS (2008), Brito (2008); Homma et al., 2006; INT (2005b) e informações setoriais de associações industriais.

Nota 2: outros renováveis compreendem resíduos de biomassa, tais como cascas, palhas etc. Fonte: Relatório Tema O

Conforme mostrado na Tabela 14, as emissões de CO₂ alcançaram 126,8 milhões de toneladas em 2007, onde o setor de ferro e aço, com 45,1% do total, foi o principal grupo emissor, dado o seu elevado consumo absoluto, tanto de combustíveis fósseis quanto de biomassa não-renovável, neste caso representada pelo carvão vegetal não-renovável, proveniente da extração ou desmatamento insustentável de florestas nativas. Neste setor, segundo a Associação Mineira de Silvicultura (AMS, 2008), pelo menos metade da quantidade de carvão vegetal é não-renovável, o que faz com que seja caracterizado como fonte de emissão líquida de CO₂. O setor químico desponta em segundo lugar nas emissões totais (11,6%), principalmente pelo elevado consumo de gás natural, seguido do cerâmico (8,0%), devido ao alto consumo de lenha de desmatamento. Este último setor chega a superar as emissões do setor cimenteiro, onde o uso de coque de petróleo e de outros fósseis é bastante intenso. De outro lado, os setores de alimentos e bebidas e o de papel e celulose, embora apresentem elevado consumo de combustíveis, têm emissões baixas, exatamente por conta do elevado consumo de bagaço de cana e de lixívia, respectivamente.

Tabela 14 – Estimativa das emissões de CO₂ aplicando-se índices de renovabilidade para os combustíveis renováveis em 2007 (em mil t CO₂)

	Gás natural	Carvão mineral e derivados	Lenha	Bagaço de cana/lixívia / outras renováveis	Derivados Petróleo	Carvão vegetal	Total	Participação (%)
Industrial - total	17.939,9	47.714,2	11.590,0	-	36.759,0	12.815,7	126.818,8	100,0
Cimento	39,8	514,8	-	-	7.119,8	504,8	8.179,1	6,4
Ferro gusa / aço	2.738,7	41.233,0	-	-	2.375,2	10.857,1	57.204,0	45,1
Ferro ligas	4,7	448,7	197,8	-	619,9	1.400,6	2.671,7	2,1
Mineração / pelot.	633,8	2.898,4	-	-	3.469,7	-	7.001,9	5,5
Não ferrosos	1.246,5	1.149,3	-	-	5.687,4	20,5	8.103,7	6,4
Química	5.137,7	236,9	20,4	-	9.255,4	7,7	14.658,1	11,6
Alimentos/ bebidas	1.293,3	163,1	3.804,5	-	1.703,6	-	6.964,5	5,5
Têxtil	764,8	-	38,4	-	377,6	-	1.180,7	0,9
Papel /celulose	1.321,4	330,2	-	-	1.662,4	-	3.314,0	2,6
Cerâmica	2.235,8	170,9	6.026,4	-	1.767,6	-	10.200,7	8,0
Outras indústrias	2.523,5	568,9	1.502,6	-	2.720,4	25,0	7.340,4	5,8
Participação (%)	14,1	37,6	9,1	-	29,0	10,1	100,0	

Fonte: Relatório Tema O

A análise pelo lado dos combustíveis utilizados revela que as emissões de maior peso são as provenientes da queima do carvão mineral e seus derivados (37,6%), seguidas das originadas pelos derivados de petróleo (29,0%) e depois pelo gás natural (14,1%).

Procedendo-se uma agregação em três grandes blocos de combustíveis - petróleo e gás, carvão mineral e seus derivados, e das biomassas -, conclui-se que as emissões efetivas de CO₂ no setor industrial brasileiro são 80,8% provenientes de combustíveis fósseis. Os 19,2% restantes são provenientes da queima de carvão vegetal e de lenha de desmatamentos ou não-renováveis, conforme mostrado na Tabela 15.

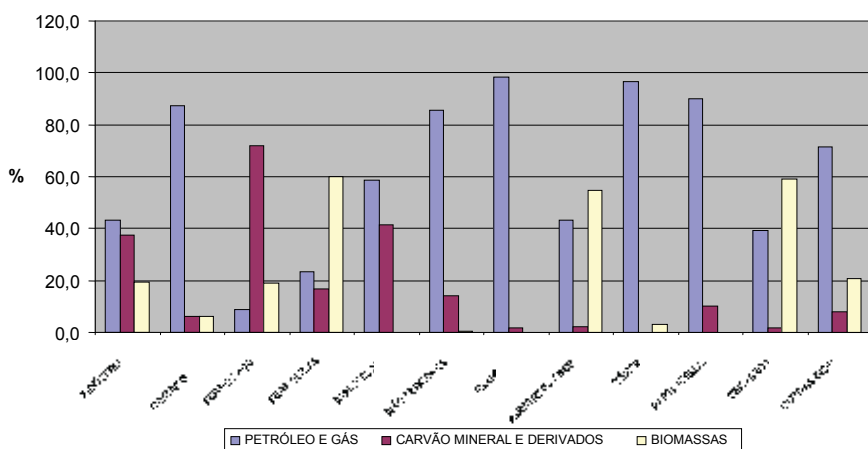
Tabela 15 – Emissões de CO₂ em mil toneladas e percentuais por grupos de combustíveis e por setores

	Petróleo e Gás	%	Carvão Mineral e Derivados	%	Biomassa	%	Total
Indústria total	54.698,9	43,1	47.714,2	37,6	24.405,7	19,2	126.818,8
Cimento	7.159,6	87,5	514,8	6,3	504,8	6,2	8.179,1
Ferro gusa / aço	5.113,9	8,9	41.233,0	72,1	10.857,1	19,0	57.204,0
Ferro ligas	624,6	23,4	448,7	16,8	1.598,4	59,8	2.671,7
Mineração /pelot.	4.103,5	58,6	2.898,4	41,4	-	0,0	7.001,9
Não ferrosos	6.934,0	85,6	1.149,3	14,2	20,5	0,3	8.103,7
Química	14.393,1	98,2	236,9	1,6	28,1	0,2	14.658,1
Alimentos/bebidas	2.996,9	43,0	163,1	2,3	3.804,5	54,6	6.964,5
Têxtil	1.142,4	96,8	-	0,0	38,4	3,2	1.180,7
Papel /celulose	2.983,8	90,0	330,2	10,0	-	0,0	3.314,0
Cerâmica	4.003,4	39,2	170,9	1,7	6.026,4	59,1	10.200,7
Outras indústrias	5.243,9	71,4	568,9	7,8	1.527,6	20,8	7.340,4

Fonte: Relatório Tema O

O Gráfico 2 ilustra bem o comportamento variável dos segmentos específicos nesta composição de emissões. Nota-se que há setores que seguem o padrão médio da indústria como um todo, como o de ferro e aço, mas outros têm perfis completamente distintos, como no caso dos setores de ferro-ligas, alimentos e bebidas, e papel e celulose.

Gráfico 2 – Participação percentual dos energéticos nas emissões de CO₂ por setores



Fonte: Relatório Tema O

Para a projeção do Cenário de Referência foi adotado, conforme mencionado, o cenário de crescimento do consumo de energia na indústria projetado no PNE 2030 (EPE, 2007) no seu cenário B1 de crescimento moderado (taxa de crescimento anual de 3,7%). O crescimento dos segmentos industriais específicos foi tomado por igual para todos eles. A Tabela 16 apresenta a evolução das emissões ano a ano no Cenário de Referência, devendo atingir 291,7 milhões de tCO₂ em 2030.

Tabela 16 – Projeção das emissões de CO₂ para o Cenário de Referência - 2007-2030 (valores em mil tCO₂)

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
126.818,8	131.384,3	136.114,1	141.028,4	146.246,4	151.657,6	157.268,9	163.087,8
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
169.122,1	175.379,6	181.868,6	188.597,8	195.575,9	202.812,2	210.316,3	218.098,0
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
226.167,6	234.535,8	243.213,6	252.212,5	261.544,4	271.221,5	281.256,7	291.663,2

Fonte: Relatório Tema O

3.4 Cenário Referência – Oferta de Energia

3.4.1 Setor de Produção de Petróleo, Gás e Produtos Refinados: Refino e GTL

O parque de refino brasileiro possui, atualmente, 13 refinarias concentradas na região sudeste, que detém aproximadamente 60% da capacidade total, e na região sul, que detém aproximadamente 20% da capacidade total (SZKLO & ULLER 2008).

Há quase 30 anos o parque de refino brasileiro não aumenta em número de refinarias. Apesar disso, a Petrobras investiu em ampliações nas unidades aumentando a capacidade, desde a inauguração da Refinaria Henrique Lage, em 1980, de 1,1 milhões de barris para 1,9 milhões de barris por dia (PETRO&QUÍMICA 2008).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica, em seu Plano Nacional de Energia 2030 (EPE 2007) que o Brasil necessita de pelo menos mais sete refinarias até o ano de 2030 para atender o consumo interno. Existem algumas especulações em torno da construção de refinarias exclusivas para a exportação, mas apenas duas refinarias, a Refinaria Abreu Lima (Renest),¹⁵ em Pernambuco, e o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj),¹⁶ estão efetivamente em construção.¹⁷

15 A refinaria Abreu Lima será construída em parceria com a PDVSA e entrará em funcionamento em 2010, com capacidade de 200.000 barris/dia (PETRO&QUÍMICA 2008).

16 A Refinaria Petroquímica (Comperj) terá capacidade de 150 mil barris/dia e tem início de operação previsto para 2012 (PETRO&QUÍMICA 2008).

17 As refinarias propostas são: Refinaria Abreu Lima (PE), Refinaria Petroquímica (Comperj), Refinaria Premium I (MA), com capacidade de 600 mil barris/dia, voltada para exportação; a Refinaria Premium II (CE), com capacidade de 300 mil barris/dia, voltada para exportação; e a Refinaria Premium II (RN) com capacidade de 300 mil barril/dia, que é um upgrade da planta de tratamento (Petro&Química 2008).

Neste estudo foram consideradas, no ano de 2007, as refinarias do sistema Petrobras e a refinaria de Manguinhos¹⁸. As refinarias Renest e Comperj serão consideradas no cálculo das emissões do parque de refino brasileiro, apenas no ano de 2015.

Finalmente, a soma das emissões para cada uma das refinarias em funcionamento nos anos considerados, resulta no total de emissões do setor de refino nacional, para os anos de 2007 e 2015. A Tabela 17 resume os resultados obtidos para as emissões do parque de refino brasileiro para os anos de 2007 e 2015, em MtCO₂e. A Tabela 18 resume as emissões por períodos e a emissão acumulada no período da análise para o parque de refino existente em MtCO₂e.

Tabela 17 – Resultados das emissões do refino nacional para os anos de 2007 e 2015 – parque de refinarias existentes e em construção

Emissão	2007	2015
MtCO ₂ /ano	13,8	25,5

Fonte: Relatório Tema N

Tabela 18 – Emissões para o refino existente no cenário referência – parque de refinarias existentes e em construção

Refino Existente	Total cumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Emissões (MtCO ₂ e)	518,3	109,7	127,7	127,7	153,2

Fonte: Relatório Tema N

Atualmente, do ponto de vista da oferta de derivados, estão previstas as implantações de 7 refinarias no Brasil, entre 2010 e 2030. As duas primeiras já se encontram em fase de implantação pela Petrobras e têm o início de operação previsto para 2012. As demais unidades estão em fase de estudo, sendo que duas deverão iniciar operação entre 2014 e 2020 e outras duas, entre 2020 e 2030 (EPE 2007). Para estas quatro refinarias, os estudos (ou as avaliações preliminares de viabilidade) não incorporam ainda a contabilização das emissões de gases de efeito estufa.

O estudo da EPE (2007) aponta em seu cenário mais provável um crescimento da demanda por derivados do petróleo no Brasil de 3,4% a.a. entre 2005 e 2030, com destaque para o querosene de aviação e o diesel, com crescimento acima da média. Por sua vez, o estudo da (ABIQUIM 2007) indica um crescimento da demanda por petroquímicos ainda maior, no horizonte de 2020.

Dentre os combustíveis, o maior crescimento é do querosene de aviação (4,7% a.a.), seguido pelo diesel com baixo teor de enxofre (3,6% a.a.). O consumo de produtos petroquímicos cresce ainda mais rapidamente, com destaque para o propeno (7,2% a.a) e o eteno (5,7% a.a.). Os aromáticos crescerão a taxas diversas, porém sua demanda será atendida até 2020 pelo investimento em uma nova refinaria petroquímica prevista para entrar em operação em 2012, no Estado do Rio de Janeiro. O consumo de paraxileno terá um grande crescimento, devido à implantação de novos projetos que irão aumentar em mais de 4 vezes a demanda no Brasil, enquanto o benzeno e o butadieno deverão crescer

¹⁸ A refinaria Ipiranga S.A foi adquirida pela Petrobras (PETRO&QUÍMICA 2008).

cerca de 5% a.a.

Assim, o objetivo principal das refinarias do presente estudo é o de atender à demanda crescente por derivados e petroquímicos, principalmente querosene, diesel, propeno e eteno.¹⁹ Neste caso, adicionalmente ao que se fez nos planos oficiais do governo brasileiro, serão avaliados os impactos sobre o projeto do esquema básico de refino da contabilização das emissões de carbono da refinaria. As duas configurações de refino propostas no modelo visam atender a demanda crescente por combustíveis e/ou por produtos petroquímicos básicos no Brasil. Os destilados médios e leves produzidos devem atender especificações de qualidade futuras para o mercado brasileiro (diesel e gasolina com 50 ppm de enxofre). Os produtos petroquímicos produzidos nos casos de integração com petroquímica são o eteno, o propeno, C4 (butanos) e aromáticos.

A Tabela 19 mostra as emissões para o refino novo por período e o total acumulado para o período da análise.

Tabela 19 – Emissões do Cenário Referência – novas refinarias (exceto aquelas em construção)

Refino Novo	Total acumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Emissões (MtCO ₂ e)	128,2	0	14,0	43,0	71,2

Fonte: Relatório Tema N

As emissões totais, incluindo o refino existente e refino novo, para o Cenário de Referência estão resumidas na Tabela 20.

Tabela 20 – Emissões totais do refino para o Cenário Referência em MtCO₂e

Cenário Referência	Total acumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Refino Existente e Refino Novo	646,6	109,7	141,7	170,7	224,5

Fonte: Relatório Tema N

O Cenário de Referência para o caso GTL considera que o volume de gás queimado atualmente em *flare* não será reduzido. Neste caso, o diesel S50 será obtido por meio de investimentos em unidades convencionais de hidrotreatamento nas refinarias. As emissões previstas para a obtenção desse volume de diesel por meio de unidades convencionais de refino, somadas às emissões do *flare* de gás, estão resumidas na Tabela 21.

19 O consumo *per capita* de petroquímicos no Brasil é ainda baixo - o que explica o crescimento acelerado previsto para os próximos anos. Enquanto nos Estados Unidos o consumo *per capita* em 2007 foi de 108 kg por habitante, na Espanha de 87 kg por habitante e na Argentina de 29 kg por habitante, no Brasil ele foi de apenas 26 kg por habitante (ABIQUIM 2007).

Tabela 21 – Emissões para o caso GTL no Cenário Referência

Cenário Referência	Total cumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
GTL (MtCO ₂ e)	174,2	0	22,9	45,8	105,4

Fonte: Relatório Tema N

3.4.2 Setor de Produção de Eletricidade: Cogeração a Partir da Biomassa

O Cenário Referência corresponde a um ajuste do PNE 2030²⁰. A disponibilidade de biomassa (bagaço e palha) influencia o potencial de geração de eletricidade por cogeração, ou seja, a produção de cana (disponibilidade de bagaço e palha) e a recuperação de palha afetam diretamente o potencial. Outro aspecto importante diz respeito às tecnologias consideradas e às suas taxas de penetração, uma vez que as hipóteses do PNE 2030 são mais conservadoras do que as adotadas neste estudo, no Cenário Baixo Carbono.

Por exemplo, no Cenário Referência, e em todo o período 2008-2030, grande parte da geração elétrica (e.g., 82% em 2010, 67% em 2020 e 58% em 2030) ocorreria em sistemas de cogeração com turbinas de contrapressão, com índices de geração de eletricidade estimados como 50 kWh/tonelada de cana. Também para os sistemas de cogeração com turbinas de extração e condensação e para os sistemas BIG-CC, os índices de geração elétrica considerados no PNE 2030 são conservadores (e.g., 70 kWh/tonelada de cana e 185 kWh/t para a operação na safra, respectivamente).

Assim, resulta que a produção de eletricidade excedente cresce de forma pouco acentuada no período 2010-2030, passando de 22 kWh/tonelada de cana em 2010 para 38,6 kWh/tonelada de cana em 2030.

i) ***Projeções das emissões evitadas***

Como praticamente todas as usinas brasileiras são (e continuarão a ser) autossuficientes do ponto de vista elétrico durante o período da safra, as emissões evitadas de gases de efeito estufa correspondem apenas à produção de eletricidade excedente. É considerado que não há emissões de gases de efeito estufa associadas à geração de eletricidade a partir da biomassa residual da cana e, então, as emissões evitadas são aquelas dos sistemas de geração elétrica que seriam deslocados.

Em função do conjunto de hipóteses adotado, as emissões evitadas de CO₂ devido à expansão da geração de eletricidade a partir da cogeração com biomassa residual da cana cresceriam de 811,6 mil toneladas de CO₂ em 2010, para 3.855 mil toneladas de CO₂ em 2030. A redução acumulada das emissões no período seria de 48,3 milhões de toneladas de CO₂, enquanto, na média, a redução das emissões seria igual a 2,3 MtCO₂/ano.

As emissões evitadas de dióxido de carbono, médias anuais em quatro períodos entre 2010 e 2030, são apresentadas na Tabela 22.

20 Foi anteriormente mencionado que a série de produção de cana-de-açúcar no horizonte 2009-2030 foi corrigida em função dos ajustes feitos, tendo em conta a produção real de cana no período 2005-2008.

Tabela 22 – Emissões evitadas de CO₂ em função da produção de eletricidade excedente – Cenário Referência (MtCO₂/ano)

	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Cenário Referência	1,5	2,2	2,5	3,2

3.4.3 Setor de Produção de Eletricidade: Energia Eólica

Atualmente, 33 usinas eólicas estão em operação no Brasil com uma capacidade total de 415 MW (ANEEL, 2009). Comparado com o potencial eólico total do Brasil de 143.500 MW (CEPEL, 2001) o setor eólico contribui timidamente com somente 0,37% para a matriz de energia elétrica brasileira

A inserção da energia eólica orientada para a complementaridade da produção de eletricidade nacional atenderia cerca de 1% da demanda total por eletricidade no ano de 2030. De acordo com as projeções feitas pelo PNE 2030, a oferta de energia eólica expandiria de 415 MW para 4.682 MW entre o período de 2010 e 2030.

Além da diversificação da oferta energética com a expansão de fontes renováveis na matriz brasileira, a energia eólica também contribui com a redução das emissões de CO₂ na atmosfera por não emitir gases poluentes durante sua geração. A Tabela 23 exhibe os valores calculados para o Cenário de Referência do custo de expansão do parque eólico brasileiro e as emissões de CO₂ equivalentes produzidas correspondentes até 2030.

A Tabela 23 mostra os custos da capacidade instalada em energia eólica adotados (US\$/MW) para cada ano do período analisado. É possível observar que os custos decrescem com o tempo para refletir um fator de “aprendizagem” tecnológico.

Tabela 23 – Custo da capacidade instalada em energia eólica

Ano	US\$/MW	Ano	US\$/MW
2010	\$ 1.200.000	2021	\$ 852.123
2011	\$ 1.062.073	2022	\$ 846.974
2012	\$ 1.008.564	2023	\$ 842.618
2013	\$ 969.706	2024	\$ 839.339
2014	\$ 935.465	2025	\$ 836.052
2015	\$ 912.344	2026	\$ 833.062
2016	\$ 897.376	2027	\$ 830.723
2017	\$ 886.156	2028	\$ 827.554
2018	\$ 873.713	2029	\$ 824.787
2019	\$ 865.323	2030	\$ 822.149
2020	\$ 857.802		

Fonte: Relatório Tema M

Já para o caso do custo de investimento relativo ao cenário de base, foi feito um levantamento no PNE 2030 que identificou uma média de investimento anual na geração de US\$ 6,7 bilhões (PNE 2030: p. 266), que corresponde à adição em média de 30.058 GWh. Isso implica em um fator de US\$223 milhões por TWh. O custo total de investimento foi calculado pela diferença

entre a geração de eletricidade dos cenários de baixo carbono e referência e multiplicado pelo investimento médio de expansão do setor elétrico.

A tarifa fixa de eletricidade proveniente da energia eólica estipulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é de 100 US\$/MWh. Os fatores de emissão do setor de eletricidade foram baseados nos valores do PNE 2030.

De acordo com os resultados do modelo de projeções de custos, no Cenário de Referência o valor presente do custo total de investimento de uma central eólica é de US\$ 6,3 bilhões de 2010 a 2030, incluindo os custos fixos de operação e manutenção e utilizando uma taxa de desconto social de 8% ao ano. No Cenário de Referência, o mix das fontes de geração de eletricidade, incluindo a energia eólica, produziria as emissões de 19,3 milhões de CO₂ - equivalentes de 2010 a 2030 (Tabela 24).

Tabela 24 – Quadro geral: Cenário de Referência (valores acumulados)

Cenário de Referência	2010	2015	2020	2025	2030
Custo médio de expansão por ano (US\$/MWh)	223	223	223	223	223
Capacidade instalada (MW)	405,5	1.260	2.282	3.410	4.682
Valor presente do custo (US\$ milhões em 2009)	0,00	1.027	3.002	4.860	6.227
Venda da eletricidade (GWh)	888	10.973	31.213	63.424	109.081
Valor presente da receita (US\$ milhões em 2009)	82	807	1.808	2.897	3.951
Emissões do CO ₂ eq. (milhões de ton. de CO ₂ eq.)	0,00	2,3	7,8	14,6	19,3

Fonte: Relatório Tema M

3.5 Cenário Referência – Opções Adicionais

3.5.1 Substituição por Biomassa: Etanol

O Cenário de Referência desta opção de mitigação é essencialmente o Cenário B1 do Plano Nacional de Energia 2030, no que tange ao setor sucroalcooleiro. Todavia, como o cenário do PNE 2030 foi desenvolvido com dados até 2005, já se podem notar algumas discrepâncias nas safras até 2008, em termos de produção de cana, açúcar e etanol e, além disso, alguns índices agrícolas ficaram um pouco aquém das previsões de especialistas do setor.

Com referência à hidrólise dos resíduos da cana, as hipóteses assumidas indicam um crescimento muito rápido iniciando já em 2010 e reduzindo drasticamente a taxa de crescimento após 2020, contrário às expectativas dos especialistas da área e das projeções da IEA. Por tudo isso, foi decidido em comum acordo entre os coordenadores dos Temas E, F e K fazer alguns ajustes no Cenário de Referência do PNE 2030 para adaptá-lo para o Projeto *Low Carbon Country Case Study*, sendo o resultado resumido na Tabela 25.

Tabela 25 – Cenário de Referência para o setor sucroalcooleiro

	2010	2015	2020	2025	2030
Cana para açúcar (Mt)	277,3	301,6	315,2	337,5	362,2
Cana para etanol (Mt)	373,5	489,5	583,9	654,3	720,6
Cana para etanol/açúcar (Mt)	650,8	791,1	899,2	991,8	1.082,7
Cana para todos os fins (Mt)	661,1	858,4	1.021,9	1.146,0	1.273,4
Etanol convencional (ML)	31.655	42.685	52.387	60.389	68.422
Etanol de hidrólise (ML)	130	1.680	4.530	5.840	7.130
Etanol total (ML)	31.785	44.365	56.917	66.229	75.552
Etanol exportado (ML)	7.889	13.055	18.220	15.664	13.108
Açúcar total (Mt)	38.196	42.733	45.953	50.616	55.885
Produtividade da cana (t/ha)	81,8	86,5	91,3	95,9	100,3
Área de cana para etanol e açúcar (Mha)	8,08	9,92	11,19	11,95	12,70

Fonte: Relatório Tema F

O cenário de oferta de biomassa da cana foi levemente modificado em relação ao PNE 2030 com o aumento da produção de bagaço de 135 kg/t de cana para 140 kg/t cana, ambas na base seca, para refletir a metodologia mais aceita no setor de se estimar a quantidade de bagaço a partir da fibra da cana (considerada 13,5%) e do Brix do bagaço; outro ponto diferente do cenário PNE 2030 é a quantidade de cana produzida. Este cenário está mostrado na Tabela 26.

Tabela 26 – Oferta de biomassa do setor sucroalcooleiro

	2010	2015	2020	2025	2030
Produção de cana (Mt)	661	858	1.022	1.146	1.273
Produção de bagaço (Mt, b.s.)	92,6	120,2	143,1	160,4	178,2
Disponibilidade de palha (Mt, b.s.)	41,7	84,1	128,8	144,4	160,4
Biomassa total disponível (Mt, b.s.)	134,3	204,3	271,9	304,8	338,6
Aproveitamento da biomassa (%) ¹	0,4	3,6	7,6	8,0	8,3
Biomassa utilizada (1000t, b.s.) ²	0,6	7,4	20,7	25,2	28,1
Rendimento da hidrólise (L/t, b.s.) ¹	210	240	255	265	275

b.s.: base seca

¹ EPE, 2007

² Valores considerados para hidrólise no Cenário de Referência dos Temas E, F e K

Fonte: Relatório Tema F

3.5.2 Setor de Produção de Eletricidade: Hidroeletricidade

A energia hidráulica se destaca dentre as fontes que são utilizadas no Brasil para produzir eletricidade. A potência instalada das grandes centrais hidrelétricas²¹ no país é 74.936,91 MW, o que corresponde a 74,67% da capacidade para geração elétrica no país, que é ligeiramente superior a 100,000 MW. O total de energia gerado pelas hidrelétricas no Brasil em 2007 foi de **322.630,3 GWh** (ONS 2008). Além disso, para garantir a oferta de eletricidade interna, o país

²¹ Grandes centrais hidrelétricas apresentam capacidade instalada superior a 30MW

importa energia de países vizinhos. Em 2007, o correspondente a 83.323,6 GWh de eletricidade foram importados da hidrelétrica binacional de Itaipu, cuja potência instalada é de 14.000 MW (ONS 2008). Cerca de 4.078 MW, dos 7.000 MW da potência instalada de Itaipu que são de propriedade do Paraguai, são utilizados pelo Brasil (ONS 2008).

48

O desenvolvimento hidrelétrico no passado, principalmente na década de 1970, foi fundamental para o desenvolvimento do país. Atualmente, apesar de alguns entraves de ordem ambiental e econômica, a expansão da oferta de energia elétrica ainda está calcada na hidroeletricidade. Em 2007, cerca de 5.500 MW de capacidade hidrelétrica estavam em construção no Brasil e cerca de 33.000 MW estavam em planejamento (HYDROPOWER & DAM, 2008).

Em comparação com outros países da América Latina, o potencial remanescente a ser explorado para a instalação de hidrelétricas no Brasil é significativo. Contudo, face à demanda futura por eletricidade e aos impedimentos de ordem ambiental, este potencial pode estar aquém das necessidades determinadas pela demanda futura por eletricidade. O total de recursos disponíveis no Brasil para o desenvolvimento hidrelétrico soma 251.490 MW e é o maior da América Latina. Estima-se que o potencial tecnicamente aproveitável do recurso hidrelétrico brasileiro poderia gerar cerca de 1.488 TWh/ano (EPE 2007).

Apenas cerca de 30,9% do potencial hidrelétrico nacional foi aproveitado até o momento (Tabela 27). Sendo que o potencial aproveitado corresponde a usinas existentes e aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada no final de 2005 (EPE, 2007). Nas estimativas do potencial hidrelétrico nacional é comum incluir 50% da potência dos aproveitamentos binacionais.

Consequentemente, o potencial inventariado ainda remanescente é de cerca de 126.000 MW, sendo que cerca de 70% deste montante estão localizados na Amazônia (bacias do Amazonas e Tocantins/Araguaia), o que dificulta a sua exploração. O potencial estimado, que ainda poderia ser explorado, diz respeito a levantamentos teóricos ainda não individualizados, sem a localização da possível barragem (EPE, 2007).

Tabela 27 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW)

Bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	TOTAL	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2%
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0%
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,1%
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1%
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9%
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1%
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2%
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6%
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2%
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4%
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1%
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	0,1%
TOTAL	77.777	126.164	47.549	251.490	100%
%	30,9%	50,2%	18,9%	100,0%	

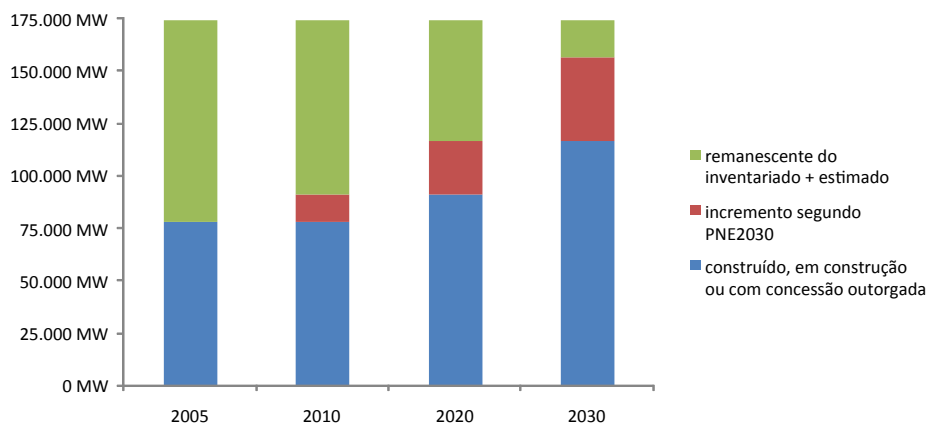
Fonte: EPE, 2007

O potencial inventariado de 126 GW é reduzido para 116 GW quando são eliminados os aproveitamentos que apresentam interferência direta com parques e florestas nacionais. Se os aproveitamentos que interferem diretamente com reservas indígenas são eliminados, o potencial é reduzido para 87 GW. Uma combinação das duas limitações resulta em um potencial de apenas 77 GW (EPE, 2007).

De acordo com o PNE 2030, espera-se que o consumo de energia elétrica se eleve para valores entre 847 e 1.244 TWh, em 2030. Nesse mesmo ano, a potência instalada de grandes centrais hidrelétricas, incluindo as hidrelétricas binacionais, deve chegar a 156,3 GW (EPE, 2007). Para atingir este nível de potência instalada seria necessária a adição de 68,6 GW entre 2005 e 2030. Em comparação, 174 GW haviam sido inventariados e estimados em 2005 e parte deste potencial está sujeito a restrições ambientais. Por exemplo, apenas 17 GW dentre os 105 GW do potencial inventariado e estimado na bacia do Amazonas não apresentam restrições ambientais significativas.

Do potencial hidrelétrico nacional total que permitiria a instalação de uma capacidade de cerca de 260 GW, foi identificada uma parcela de 174 GW de potencial inventariado e estimado. Em 2010 a potência instalada de grandes centrais hidrelétricas, incluindo as binacionais, chegaria a 90,5 GW. Para isso seria necessária a adição de potência correspondente a uma usina de Itaipú. Em 2020 e 2030 a potência instalada chegaria a 116 e 156 GW, respectivamente. Para isso seria necessária a instalação de cerca de mais duas usinas do porte de Itaipú até 2020 e mais de 3 Itaipús entre 2020 e 2030 (Gráfico 3).

Gráfico 3 – Potencial em operação, inventariado e estimado e incrementos necessários segundo o PNE 2030.



Fonte: EPE, 2007

Considerando que a capacidade instalada necessária para atendimento da demanda, em 2030, é de 225 GW, são necessários cerca de 61 GW em outras fontes de geração não hidráulicas, com predominância para a geração térmica, num montante de 48 GW, incluindo o existente em 2005, conforme resultados indicados pelo Melp - Modelo de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo [Cepel] (EPE, 2007).

Para aproveitar a energia produzida nas hidrelétricas, que na maioria das vezes estão distantes dos centros de carga, são necessários investimentos significativos em linhas de transmissão.

Ao final de 2007 o país contava com 87.184,4 km de linhas de transmissão, sendo que 995,4 km foram acrescentados neste ano (ANEEL 2008). De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (PDEE 2006-2015) e divulgado em 2006, o crescimento da carga do sistema interligado nacional no horizonte decenal seria de 186,6 TWh e demandaria investimentos na rede de transmissão de US\$ 17,9 bilhões, sendo 68% em linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV, e 32% em subestação e transformação. Considerada a mesma base de custos e tendo em vista que, entre 2005 e 2030, a expansão da carga nesse sistema será de cerca de 700 TWh (já admitido o progresso induzido da eficiência energética), os investimentos totais na transmissão (rede básica) poderiam ser estimados em US\$ 68 bilhões, valor esse que inclui a expansão das interligações indicada neste PNE (EPE, 2007).

4 Demanda de Energia - Eficiência Energética no Consumo de Eletricidade

Cerca de 95% do consumo de eletricidade no país é feito pelos setores industrial (51%), comercial e serviços (22%) e residencial (22%). A contribuição para redução de emissões de CO₂ é relativamente modesta frente a outros setores, mas o potencial é significativo. A contribuição neste caso é feita de maneira indireta, uma vez que a eletricidade poupada significaria menor produção através de geração térmica.

Neste relatório são apresentados resultados sobre cálculos do custo médio do carbono evitado (US\$/tCO₂), economia de energia elétrica (em valores acumulados no período analisado e anualmente) para o horizonte 2009-2030, custo total da medida de eficiência energética em alguns equipamentos, bem como a metodologia e os dados empregados. Os cálculos foram realizados para equipamentos dos setores residencial, industrial e comercial. Apresentam-se também algumas hipóteses sobre a evolução de penetração de tecnologias mais eficientes nos setores de consumo considerados até 2030.

4.1 Opções de Mitigação

O Tema L, de eficiência energética, incorpora três setores: residencial, comercial e industrial.

4.1.1 Setor residencial

No caso do setor residencial, são avaliadas 6 atividades com potencial de mitigação de GEE referentes a 4 usos finais residenciais:

- **Iluminação:** Substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas (LFC) a partir de 2010;

- **Refrigeração de alimentos:** 1) adoção de padrões mandatórios de eficiência energética mais rigorosos para refrigeradores a partir de 2015 e; 2) programa de substituição de refrigeradores obsoletos em comunidades de baixa renda;

- **Refrigeração ambiental:** adoção de padrões mandatórios de eficiência energética mais rigorosos para aparelhos de ar-condicionado em dois casos: 1) seguindo o padrão dos EUA a partir de 2015 e; 2) apenas com exercício hipotético: substituição de equipamentos com selo Procel E, existentes, por equipamentos com selo A;

- **Aquecimento de água para banho:** substituição de 75% do uso de chuveiros elétricos por aquecedor solar, contemplando 1% dos domicílios das regiões SE, S e CO a cada ano, totalizando em 2030 cerca de 22% dos domicílios

As medidas contempladas com potencial de mitigação requerem uma precisa avaliação do comportamento do estoque de equipamentos. As principais fontes de variação do estoque de equipamentos são as substituições dos equipamentos conforme sua obsolescência e devido às primeiras compras, resultado do crescimento do número de moradias e da taxa de penetração. A seguir são descritas as especificidades consideradas para os estoques dos equipamentos analisados com base em Melo (2009).

1) Substituições²²

A substituição de equipamentos obsoletos acontece com maior frequência quando esses estão próximos do fim de sua vida útil. Assim, o trabalho utiliza-se de uma função logística que determina a probabilidade da substituição com base na idade do equipamento, podendo ser concentrada em torno do desvio considerado.

2) Penetração

Neste item é apresentado um modelo de projeção da penetração e os resultados de sua estimação econométrica, realizada com dados anuais para o período 2000/07²³, a qual permite uma estimativa para as elasticidades penetração/renda e penetração/preço que são utilizadas para fazer previsões da penetração dos equipamentos. O modelo de projeção segue as seguintes hipóteses básicas:

- A penetração de equipamentos é definida como a razão entre o número de residências com posse do equipamento pelo total de residências;
- A influência do acréscimo da renda é positivo na penetração e a influência do acréscimo dos preços é negativa na penetração.

Assim, através da regressão múltipla das séries históricas correspondentes a essas variáveis em relação à penetração são determinadas as elasticidades de longo prazo.

No caso dos aparelhos de ar-condicionado não foram encontradas séries históricas da penetração. Assim, optou-se por manter os índices de penetração observados no ano base conforme dados da pesquisa (ELETROBRÁS, PROCEL & PUC-Rio 2005). Esta suposição é fundamentada em dois fatores principais: 1) as variações de renda consideradas não influenciam no acréscimo da penetração destes equipamentos e; 2) não haverá ao longo do período das projeções significativas reduções de preços desses equipamentos que alterem esta penetração. As penetrações significativas desses equipamentos ocorrem nas classes com renda superior a 10 salários mínimos, onde consideraram-se que as variações de renda não influenciam na posse destes equipamentos. Por outro lado, as variações de renda nas classes com baixa renda não são suficientes para a aquisição de equipamentos novos.

No caso das lâmpadas, considerou-se penetração completa, ou seja, 100% dos domicílios possuem ao menos uma lâmpada. Os parâmetros específicos utilizados estão descritos no item referente à iluminação.

No caso dos aquecedores solares, a penetração é dada pela abrangência do programa: 1% do número de domicílios das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, por ano.

As premissas adotadas para cada um dos cenários são listadas a seguir:

a) ***Iluminação***

- Linha base: continuidade até o horizonte de estudo da participação de lâmpadas incandescentes em 70% do mercado, e, o restante, de lâmpadas LFC.

- Baixo carbono: substituição de 70% de lâmpadas incandescentes em 2010 e, a cada 3 anos

22 O caso dos aquecedores solares não contempla substituição e, no caso das lâmpadas, existe a substituição conforme a vida útil.

23 Conforme a limitação do período dos dados de penetração por classes de renda pelo sistema Sidra (Sistema IBGE de recuperação automática).

de vida útil destas lâmpadas, realização de um novo programa considerando a variação do estoque.

b) ***Refrigeração de alimentos***

Os refrigeradores representam aproximadamente 22,0% do consumo final residencial de eletricidade (PROCEL, 2007), correspondendo a 5% do consumo nacional de energia elétrica. São analisadas duas medidas de mitigação:

i) ***Padrões Mínimos de Eficiência Energética***

Através da pesquisa realizada por Melo (2009) com base no cruzamento de dados entre a Pesquisa Eletrobrás/Puc-RJ (2005) e dados de refrigeradores publicados pelo Inmetro (2008), calculou-se o consumo médio mensal de geladeiras de 1 porta e combinados frost-free (FF) por faixas de volume

ii) ***Substituição de refrigeradores obsoletos em comunidades de baixa renda***

Esta análise segue a meta do Governo Federal de trocar 10 milhões de refrigeradores (ABIN, 2009)²⁴. O foco é a substituição de equipamentos obsoletos com alto consumo de energia por equipamentos eficientes. Considerou-se a troca de 1 milhão de refrigeradores por ano.

c) ***Aparelhos de Ar-Condicionado***

Os condicionadores de ar são equipamentos com penetração significativa em classes de média e alta renda e correspondem a aproximadamente 4% do consumo total de eletricidade no setor residencial. Nestas classes o consumo destes equipamentos pode corresponder a 20% da demanda final de eletricidade de uma residência (MELO, 2009). São analisadas duas medidas de mitigação:

i) ***Padrões Mínimos de Eficiência Energética: padrão dos EUA***

Através do cruzamento de dados entre os modelos publicados pelo Inmetro e a pesquisa Eletrobrás/Puc-Rio (2005) estimou-se o consumo médio dos modelos em uso no parque nacional por faixas de capacidade em Btu. As opções de acréscimo de eficiência destes modelos correspondem às opções máximas de engenharia focada no aumento da eficiência e os respectivos incrementos de custos conforme descreve Melo (2009) com base em Clasp (2007). Os custos médios dos modelos equivalentes existentes no mercado refletem a média de preços de modelos semelhantes existentes no mercado varejo.

ii) ***Exercício Hipotético - Padrões Mínimos de Eficiência Energética: retirada de equipamentos com selo E e respectiva substituição por equipamentos com selo A***

Este programa é um exercício hipotético para se possuir uma ordem de grandeza do custo evitado do carbono supondo que as vendas de equipamentos com capacidade de 7500 Btu/h com selo E é de 20%, substituindo-os por refrigeradores semelhantes com selo A. Esta participação foi sugerida assumindo a proporcionalidade direta entre os equipamentos medidos pelo Inmetro (2007²⁵) com as respectivas participações no mercado. É importante destacar que a participação nas vendas de refrigeradores por selo é desconhecida; somente os

²⁴ Consulta em 28/02/2009 <http://www.abin.gov.br/modules/articles/article.php?id=3885>

²⁵ A tabela utilizada refere-se ao programa de etiquetagem (Ence) segundo critérios de 2007, nos quais foram avaliados 54 modelos, sendo que 20% obtiveram classificação E.

fabricantes detêm essa informação.

d) **Chuveiro elétrico e aquecedor solar**

Os chuveiros elétricos são responsáveis por aproximadamente 16% da demanda total de eletricidade pelo setor residencial. Com um uso mais intenso nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste devido a uma temperatura média anual inferior à das regiões Norte e Nordeste, a grande maioria destes equipamentos, cerca de 73%, possui potência entre 4000 W e 4999 W.

4.1.2 Setor industrial

O Procel publicou, em 2008, pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso para o setor industrial de alta tensão, tendo 2005 como ano base. O setor industrial responde por 46,7% do consumo nacional de eletricidade (375.193 MWh) (BEN, 2006).

A seguir são avaliadas 2 atividades com potencial de mitigação de GEE referentes a 2 usos finais industriais, sendo eles: força motriz (motores elétricos) e iluminação.

a) **Motores elétricos**

A força motriz é responsável por 68,3% do consumo de eletricidade no setor industrial (PROCEL, 2008), correspondendo a aproximadamente 32% do consumo nacional de eletricidade. Daí a importância desse uso final, tanto no segmento industrial como no âmbito nacional.

De acordo com Garcia (2004), a seguinte distribuição de motores elétricos estaria em funcionamento em 2000, perfazendo um total de 12.481.262 motores:

- 1- 84% de 1 a 10 cv;
- 2- 13% maior que 10 a 40 cv;
- 3- 2% maior que 40 a 100 cv;
- 4- 1% maior que 100 a 300 cv.

Para que seja possível calcular o potencial de redução, algumas hipóteses são assumidas neste trabalho, sendo elas:

- 1) Segundo Eletrobrás (2008), a participação no mercado de motores padrão e de alto rendimento é de, respectivamente, 90% e 10%. Assume-se que para o ano base (2009) a participação é a mesma. O presente trabalho considera os seguintes aumentos na participação dos motores de alto rendimento: 2009 – 10%; 2015: 15%; 2020: 25%; 2025: 40%; 2030: 50%;

- 2) A distribuição por categoria de motores permanece a mesma dentro do horizonte do estudo;
- 3) Para os cálculos, foi considerada uma distribuição com motores de 1 cv, 5 cv, 10 cv (faixa 10 cv a 40 cv) e 100 cv (40 cv a 300 cv). Para os motores de 1 cv e 5 cv, considerou-se que sua distribuição dentro da faixa de 1 a 10 cv é de, respectivamente, 70% e 30%;
- 4) Para o ano base (2009), o número de motores em funcionamento no país foi estimado em 21.481.262, assumindo-se vendas anuais de 1 milhão de motores de 2000 a 2009. A partir daí, utilizou-se a taxa média de crescimento do mercado nos últimos 17 anos de 12% e 4,25% para as faixas de 1-10 cv e 10-40 cv, respectivamente (ELETROBRÁS, 2008). Para as faixas de 40-100 cv e 100-300 cv, adotou-se 1%;
- 5) São considerados como dados de carregamento e eficiência a tabela relativa aos motores elétricos da marca Weg, responsáveis por aproximadamente 80% do mercado nacional;
- 6) O fator de carregamento médio utilizado para os cálculos é de 0,70, próximo da média de 0,68 encontrada no estudo de GARCIA *et al.* (2004) e o mesmo utilizado pelo Procel nas suas estimativas de energia economizada pelo Selo Procel (ELETROBRÁS, 2008);
- 7) Para efeito de comparação com o ano base, foram considerados os padrões mínimos de eficiência energética para motores elétricos publicados pela Portaria Interministerial nº 553, em 12/12/2005. A portaria estabelece que, a partir de dez/2009, a categorização de motores standards e de alto rendimento será alterada. A standard deixará de existir e passará a ser de alto rendimento, passando a valer os índices mínimos de eficiência energética. Esses índices mínimos foram utilizados para comparar com os rendimentos estimados para o período 2015-2030. As eficiências mínimas permaneceram as mesmas ao longo dos anos;
- 8) Para 2030, considerou-se neste trabalho que os motores de alto rendimento fabricados no país corresponderiam aos mais eficientes atualmente comercializados na Europa. Essa é uma hipótese conservadora para o caso brasileiro porque a Weg está dentro do padrão internacional em eficiência energética das empresas produtoras de motores elétricos, já que a maior parte da produção da Weg é exportada para a Europa e para os Estados Unidos;
- 9) Os motores considerados são de 4 pólos, já que, de acordo com Garcia *et al.* (2004), estes representam 2/3 da energia gasta pelos motores industriais;
- 10) A vida útil considerada foi de 12 anos, a mesma considerada pelo fabricante e pelo Procel (ELETROBRÁS, 2008);
- 11) O período de utilização considerado é de 10 horas de funcionamento por dia, 25 dias no ano e por 12 meses, perfazendo 3000 horas anuais, total utilizado pelo Procel (ELETROBRÁS, 2008);
- 12) O preço dos motores foi tomado em uma das revendas WEG em novembro de 2008. É considerado também que o preço real dos motores não se altera até 2020 e que o programa de substituição barateie em 10% o preço dos motores de alto rendimento, dado o fator de escala;
- 13) Considerou-se que o custo de elaboração e implantação do programa de substituição representa 10% do preço do equipamento mais eficiente.
- 14) A taxa de desconto utilizada foi de 8% ao ano.

b) ***Iluminação***

No setor industrial, as lâmpadas fluorescentes tubulares são as mais utilizadas nas áreas internas. Segundo Procel (2008), 64% e 59% das lâmpadas na área administrativa e industrial internas são fluorescentes tubulares.

56

Para que seja possível calcular o potencial de redução, algumas hipóteses são assumidas neste trabalho, sendo elas:

- 1) Faz-se a aproximação de que todo parque instalado seja composto de uma luminária comum de quatro lâmpadas fluorescentes tubulares de 40 W cada, acionadas por dois reatores eletromagnéticos de 11 W cada;
- 2) Substituição do sistema lâmpada-luminária-reator da seguinte maneira: o número de lâmpadas fluorescentes tubulares por luminária será reduzido de 4 para 2, assim como sua potência unitária, de 40 W para 32 W, devido ao uso de luminárias reflexivas de duas lâmpadas. Essas luminárias propiciam a redução no número de lâmpadas, mantendo ou até melhorando a iluminância sobre o local de trabalho. As lâmpadas são acionadas por um reator eletrônico de 3 W;
- 3) Segundo a Abilux (Associação Brasileira da Indústria de Iluminação), 90% das vendas no mercado de lâmpadas são em decorrência de reposição, e o restante ocorre com a expansão (GAZETA MERCANTIL, 2004). Considera-se nesse trabalho que essa divisão permanece constante no horizonte do estudo;
- 4) Em 2007, foram vendidas 70 milhões de lâmpadas fluorescentes tubulares (ABILUX, 2009). Considerando que 10% delas decorrem da expansão, seu estoque aumentou em 7 milhões. Também se considera neste trabalho um crescimento anual de venda de lâmpadas tubulares de 10% para o horizonte do estudo;
- 5) Através de contato com o Diretor Técnico da Abilux, soube-se que a associação não possui o número de lâmpadas fluorescentes tubulares dividido por setor comercial e industrial, diferentemente do agregado. Ele recomenda entrar em contato com os quatro grandes fabricantes de lâmpadas que dominam o mercado para conseguir esses valores; no entanto, considera remota a chance de as empresas divulgarem esses valores. Portanto, para efeitos de cálculo, considera-se neste trabalho que o setor industrial responde por 20% do parque instalado de lâmpadas de uso interno e o setor comercial por 80%;
- 6) Considera-se neste trabalho que 90% do parque industrial de lâmpadas de uso interno atual seja formado por lâmpadas fluorescentes tubulares de 40 W e 10% por lâmpadas fluorescentes tubulares de 32 W. O presente trabalho considera que até 2030, 100% dos sistemas de iluminação existentes serão eficientes;
- 7) Considera-se 2.500 horas de funcionamento por ano, o mesmo utilizado por Eletrobrás (2008) e uma vida útil de 8.000 e 10.000 horas para lâmpadas fluorescentes de 40 W e 32 W, respectivamente;
- 8) É considerado também que o preço real do sistema de iluminação não se altera até 2030 e que o programa de substituição barateie em 5% o preço do sistema de iluminação mais eficiente (lâmpada-reator-luminária), dado o fator de escala;
- 9) Considerou-se que o custo de elaboração e implantação do programa de substituição representa 10% do preço do equipamento mais eficiente;
- 10) A taxa de desconto utilizada foi de 8% ao ano;

11) O consumo anual dos sistemas individuais é, respectivamente, 524 e 193 kWh.

4.1.3 Setor comercial

A seguir, é avaliada uma atividade com potencial de mitigação de GEE referente ao uso final iluminação.

a) Iluminação

A mesma metodologia e hipóteses utilizadas para o setor industrial serão utilizadas para o setor comercial. Ainda não há uma pesquisa nacional nos moldes de Procel (2008) para o setor de comércio.

Dessa maneira, para que seja possível calcular o potencial de redução, algumas hipóteses são assumidas neste trabalho, sendo elas:

- 1) Como mencionado anteriormente, considera-se neste trabalho que o setor comercial responde por 80% do parque instalado de lâmpadas de uso interno;
- 2) Considera-se neste trabalho que 90% do parque industrial de lâmpadas de uso interno atual seja formado por lâmpadas fluorescentes tubulares de 40 W e 10% por lâmpadas fluorescentes tubulares de 32 W. O presente trabalho considera que, até 2030, 100% dos sistemas de iluminação existentes serão eficientes.

4.2 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento

Para o setor residencial, as emissões e o consumo de eletricidade em 2030 e no acumulado do período (2010-2030) para os usos finais considerados no presente estudo são apresentados na Tabela 28 e Tabela 29.

Comparando com o Cenário de Referência, o Cenário Baixo Carbono reduz as emissões e o consumo de eletricidade em 50% (Tabela 31). A maior participação nas reduções das emissões e consumo de eletricidade deve-se aos refrigeradores, responsáveis por 53% das reduções.

Por uso final, lâmpadas e a utilização de aquecimento solar em substituição aos chuveiros elétricos são a medida com maior potencial de redução de emissões e eficiência energética (79% e 75%, respectivamente).

Tabela 28 – Estimativa das emissões de CO₂ para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor residencial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Chuveiros elétricos	23.320	108.757	992.668
Refrigeradores	137.972	1.529.006	12.214.636
Aparelhos de ar-condicionado	27.247	493.678	4.255.247
Lâmpadas	205.565	40.764	832.290
TOTAL	394.104	2.172.205	18.294.841

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 29 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor residencial

Equipamentos de uso final	Consumo (MWh)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Chuveiros elétricos	248.170	1.384.863	13.342.015
Refrigeradores	1.468.292	19.469.690	166.009.297
Aparelhos de ar-condicionado	289.958	6.286.275	58.136.803
Lâmpadas	2.187.610	519.069	10.529.926
TOTAL	4.194.030	27.659.896	248.018.041

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 30 – Potencial de redução das emissões de CO₂ e do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor industrial

Equipamentos de uso final	Potencial total acumulado 2010-2030		Potencial (%)	
	Emissões (tCO ₂)	Consumo (MWh)	No uso final	No total
Chuveiros elétricos	2.978.005	40.026.046	75,0	16,4
Refrigeradores	9.516.771	129.342.565	43,8	53,1
Aparelhos de ar-condicionado	2.592.172	35.415.234	37,9	14,5
Lâmpadas	3.072.810	38.869.793	78,7	16,0
TOTAL	18.159.758	243.653.639	49,6	100,0

Fonte: Relatório Tema L

No caso do setor industrial, as emissões e o consumo de eletricidade em 2030 e no acumulado do período (2010-2030) para os usos finais considerados no presente estudo são apresentados na Tabela 31 e Tabela 32.

Comparando com o Cenário de Referência, o Cenário Baixo Carbono reduz as emissões e o consumo de eletricidade em 3,6% no acumulado do período (2010-2030) (Tabela 34). Desse total, os motores foram responsáveis por 71% na redução de emissões e consumo de eletricidade e os novos sistemas de iluminação por 29%.

Por uso final, apesar de o volume de emissões e eletricidade economizada serem grandes para o caso de motores, o ganho em emissões e eficiência foi de 2,6% com a troca, ao passo que para os novos sistemas de iluminação o ganho foi de 63,2%, apesar do menor volume de emissões e eletricidade economizada.

Tabela 31 – Estimativa das emissões de CO₂ para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor industrial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Motor 1 CV	2.149.785	1.094.555	6.327.209
Motor 5 CV	4.545.260	2.387.668	13.802.210
Motor 10 CV	4.752.926	1.728.870	11.691.173
Motor 100 CV	10.968.292	3.830.266	26.407.391
Total Motores 1-100 CV	22.416.263	9.041.358	58.227.983
Iluminação	107.470	37.326	367.794
TOTAL	22.523.734	9.078.684	58.595.777

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 32 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor industrial

Equipamentos de uso final	Consumo (MWh)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Motor 1 CV	22.877.866	13.937.572	85.756.937
Motor 5 CV	48.370.346	30.403.503	187.070.689
Motor 10 CV	50.580.317	22.014.666	158.745.219
Motor 100 CV	116.723.807	48.772.910	358.635.848
Total Motores 1-100 CV	238.552.336	115.128.651	790.208.693
Iluminação	1.143.693	475.292	5.021.002
TOTAL	239.696.029	115.603.942	795.229.695

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 33 – Potencial de redução das emissões de CO₂ e do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor industrial

Equipamentos de uso final	Potencial total acumulado 2010-2030		Potencial (%)	
	Emissões (tCO ₂)	Consumo (MWh)	No uso final	No total
Motor 1 CV	368.250	4.991.144	5,5	16,9
Motor 5 CV	353.903	4.796.684	2,5	16,2
Motor 10 CV	424.032	5.757.599	3,5	19,5
Motor 100 CV	402.143	5.461.460	1,5	18,5
Total Motores 1-100 CV	1.548.328	21.006.887	2,6	71,0
Iluminação	631.288	8.618.138	63,2	29,0
TOTAL	2.179.616	29.625.025	3,6	100,0

Fonte: Relatório Tema L

No caso do setor comercial, as emissões e o consumo de eletricidade em 2030 e no acumulado do período (2010-2030) para o uso final considerado no presente estudo são apresentados na Tabela 34 e Tabela 35.

Comparando com o Cenário de Referência, o Cenário Baixo Carbono reduz as emissões e o consumo de eletricidade em 63% no acumulado do período (2010-2030) (Tabela 36). Figura 2 mostra a mitigação por estado.

Tabela 34 – Estimativa das emissões de CO₂ para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor comercial

Equipamentos de uso final	Emissões (tCO ₂)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Sistema de iluminação	295.467	93.234	860.863

Fonte: Relatório Tema L

Tabela 35 – Estimativa do consumo de eletricidade para o período 2009-2030 no Cenário Baixo Carbono: setor comercial

Equipamentos de uso final	Consumo (MWh)		Total acumulado 2010-2030
	2009	2030	
Sistema de iluminação	3.144.343	1.187.198	11.736.613

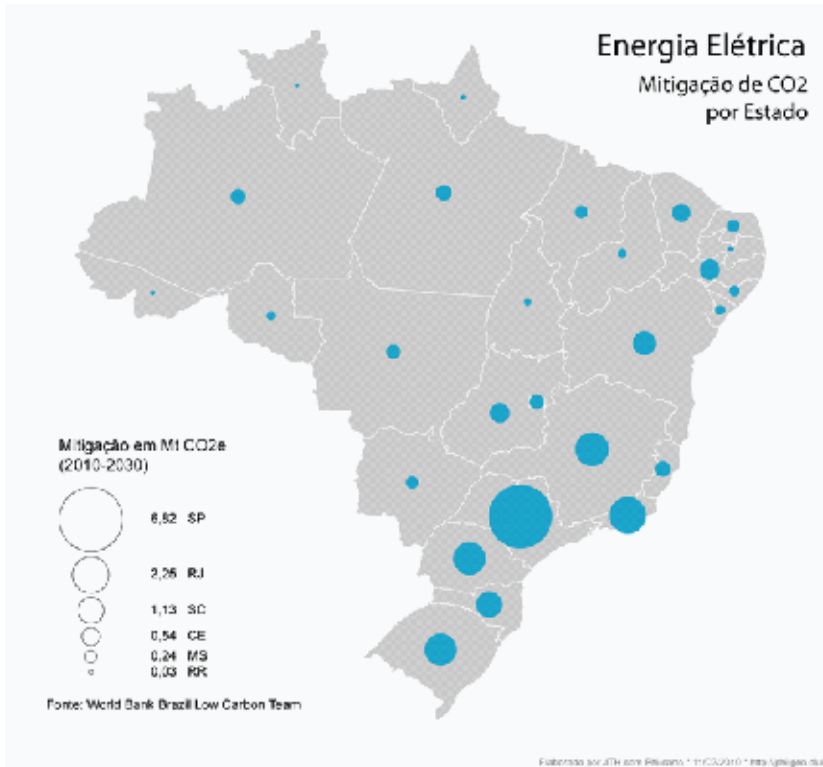
Fonte: Relatório Tema L

Tabela 36 – Potencial de redução das emissões de CO₂e do consumo de eletricidade para o período 2009-2030: setor comercial

Equipamentos de uso final	Potencial total acumulado 2010-2030		Potencial (%)	
	Emissões (tCO ₂)	Consumo (MWh)	No uso final	No total
Sistema de iluminação	1.477.600	20.144.934	63,2	100

Fonte: Relatório Tema L

Figura 2: Mitigação por Conservação de Energia Elétrica, 2010 a 2030



4.3 Medidas Existentes e Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono

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

para caracterizar uma política de eficiência energética nacional^{26,27}.

As iniciativas existentes podem ser melhor caracterizadas como mecanismos ou instrumentos que vêm contribuindo para disseminar informações sobre “boas práticas”, maior disseminação de tecnologias mais eficientes e também esforços para incentivar pesquisa e desenvolvimento na área de eficiência energética.

Para efeitos do presente relatório optou-se organizar as diversas iniciativas como: a) mecanismos de suporte; b) mecanismos de financiamento; c) mecanismos de comando e controle; e d) mecanismos de mercado.

Apresentam-se a seguir as principais ações existentes que visam apoiar maior eficiência no uso de energia elétrica no país. Apresentam-se também as ações mencionadas no Plano Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC).

4.3.1 Mecanismos de Suporte

a) ***Fundo de Aval para as Escos (Proesco)***

Este programa foi criado pelo BNDES em 2006 com o objetivo de financiar projetos e contratos de desempenho elaborados através das Escos. Esse fundo também financia projetos de usuários finais e também de concessionárias de eletricidade.

Um total de R\$ 100 milhões foi disponibilizado para esse programa. As operações do fundo podem ser realizadas diretamente com o BNDES ou então através de instituições financeiras credenciadas mediante repasse ou mandato específico, independentemente do valor do pedido do financiamento.

O Proesco financia projetos que contribuem para a economia de energia em diversas áreas de usos finais: iluminação, motores, otimização de processos, ar comprimido, bombeamento, ar condicionado e ventilação, refrigeração e resfriamento, produção e distribuição de vapor, aquecimento, automação e controle, distribuição de energia e gerenciamento energético.

Os principais setores que podem se beneficiar de contratos de desempenho são os setores comercial e industrial. O setor público, embora tenha um grande potencial, ainda possui barreiras importantes que dificultam a ação de Escos atuando através de contratos de desempenho.

i) ***Barreiras/Avaliação***

Inicialmente, a criação desse fundo suscitou grande otimismo entre as Escos, pois atendia uma antiga reivindicação de maior crédito para pequenas e médias empresas que necessitavam diminuir o risco de suas operações através de contratos de desempenho com clientes.

Informações disponíveis para 2008 indicam que cerca de R\$ 55 milhões já estão em fase de aprovação dentro do banco. Totalizaram 12 projetos dos quais apenas 1 não foi intermediado pelas Escos²⁸.

26 O PNE 2030 e planos anteriores sempre apresentaram estimativas de conservação de energia nas suas projeções. No entanto, grande parte desse potencial de economias tem sido atribuído principalmente ao mercado e praticamente pouca atenção tem sido dada ao planejamento da demanda e, por conseguinte, não existem informações detalhadas sobre investimentos, programas e metas físicas para conservação de energia.

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

28 Retirado do site da Abesco: Proesco avança e já é realidade no Brasil. <http://www.abesco.com.br/>

Ainda é prematuro afirmar que o mercado para as Escos está consolidado (muito provavelmente não está) e que esse fundo tem auxiliado na expansão desse tipo de atividade de modo compatível com o potencial existente.

b) **Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel)**

O Procel foi criado em 1985 e tem sido o programa de maior continuidade e mais abrangente na área de uso eficiente de energia elétrica no país. Sua atuação, investimentos e mesmo eficácia sofreram flutuações significativas ao longo do período, mas ainda permanece como um apoio institucional importante para alguns programas como o Programa Brasileiro de Etiquetagem, apoio a projetos na área de saneamento, edifícios públicos e informação para o público em geral.

O Procel foi perdendo sua importância relativa nas atividades de EE na medida em que houve a obrigação das concessionárias realizarem investimentos anuais de acordo com um percentual de sua receita anual líquida. Em 2007, o investimento total realizado pelo Procel foi de R\$ 53 milhões, sendo que os recursos aplicados pelas empresas distribuidoras de eletricidade em projetos de eficiência energética foram de mais de R\$ 261 milhões durante o ano fiscal de 2006/2007.

Ao longo dos anos, diversos programas foram empreendidos pelo Procel, alguns com relevante sucesso, como o caso da etiquetagem de geladeiras, por exemplo. O Procel poderia ter um papel importante de coordenação das atividades de EE no país e trabalhar em conjunto com a Aneel em relação aos programas das concessionárias.

O financiamento do Procel é atualmente bastante dependente da RGR, conforme pode ser observado na Tabela 37, mas conta também com recursos da própria Eletrobrás²⁹.

Tabela 37 – Investimentos anuais obtidos pelo Procel (1986-2007)

	1986/ 2003	2004	2005	2006	2007
Investimentos Eletrobrás/Procel (R\$ milhões)	252,01	27,18	37,17	29,24	13,62
Investimentos RGR (R\$ milhões)	412,00	54,00	44,60	77,80	39,16
Investimentos do Projeto de Eficiência Energética para o Brasil (R\$ milhões) ^(a)	2,09	12,97	16,23	6,20	-
Investimentos Totais Realizados (R\$ milhões)	666,08	94,15	98,02	113,24	52,78

Fonte: Eletrobrás/Procel Avaliação 2007. Notas: (a) Refere-se ao investimento de US\$ 11,9 milhões do GEF e a contrapartida da Eletrobrás.

i) **Barreiras/Avaliação**

O Procel perdeu muito de sua função de coordenação nacional das atividades de eficiência energética (eletricidade), mas continua sendo um apoio importante para algumas atividades específicas conforme mencionado acima.

29 datarobot/sistema/paginas/pagebody2.asp?id=35&msecundario=1239 (acesso em 15 jan. 09). Em seu artigo 8º, a Lei nº 10.438 estabelece que a cota anual da Reserva Geral de Reversão (RGR) ficará extinta no final de 2010. A RGR corresponde a um percentual dos ativos das concessionárias de energia elétrica que é recolhido em favor da Eletrobrás, para que a mesma disponha de recursos para financiar a expansão do sistema e a melhoria da qualidade do serviço.

O fato de estar vinculado à Eletrobrás sempre limitou a atuação e visão de médio e longo prazo sobre seu papel na política de eficiência energética. A seguir estão listadas algumas barreiras que podem explicar a atuação do Procel:

- Sua vinculação à Eletrobrás tem implicado que grande parte do corpo de trabalho, e em particular do corpo gerencial, pertence aos quadros da empresa. As sucessivas mudanças na gerência da companhia têm também afetado a continuidade de ações do Procel e também de seus gestores;
- Eficiência energética não é a principal atividade da Eletrobrás e em algumas situações pode representar conflitos de interesses ou mesmo baixa relevância para a empresa;
- Eficiência Energética implica em uma atuação muito mais abrangente daquela compreendida por uma empresa de eletricidade. Em muitas situações é necessário desenvolver outros mercados e outras fontes de energia que podem substituir a energia elétrica (por exemplo, solar, gás). Essas medidas também podem ser ações que buscam maior eficiência, na medida em que reduzam o uso de energia primária na economia.

c) ***Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e selos de eficiência***

O Programa existe desde 1984 e tem o objetivo de informar aos consumidores, de modo padronizado e comparativo, sobre as características de consumo de energia de equipamentos. Tem o formato de ser um programa de adesão voluntária dos fabricantes e possui o Procel e Conpet como seus parceiros institucionais.

Atualmente este Programa já tem desenvolvidos 22 programas de etiquetagem, prevendo o desenvolvimento de mais 20 programas para os próximos anos.

Os selos de eficiência ou selo Procel são atribuídos anualmente aos melhores equipamentos de cada tipo. Ao longo do tempo tem havido maior rigor na concessão e nos critérios para este selo, e tem sido um instrumento importante para o *marketing* de produtos mais eficientes no mercado e também um critério para a escolha de produtos para programas de eficiência no país.

i) ***Barreiras/Avaliação***

Esse programa tem a vantagem de ter tido continuidade e pode desenvolver metodologias de mensuração de eficiência para diversos tipos de equipamentos (inclusive não-elétricos, como aquecedores solares, fogões a gás), credenciar e equipar laboratórios em praticamente todas as regiões do país, com o apoio do Procel e Conpet.

A eficácia de etiquetagem voluntária é bastante limitada e está sempre dependente do estágio de tecnologias que são colocadas pelos fabricantes e de suas estratégias de mercado.

4.3.2 Mecanismos de Financiamento

a) ***Reserva Global de Reversão (RGR)***

A RGR é um dos encargos recolhidos das empresas de eletricidade desde 1957 e é responsável em grande parte pelo financiamento das atividades do Procel. No ano de 2007 cerca de 74% dos recursos aplicados pelo Procel vieram da RGR (Eletrobrás/Procel 2007).

É, portanto, uma fonte de recursos disponível para financiar atividades de EE no país que, embora significativa (um total de R\$ 1,3 bilhões em 2006), não é garantida e deve competir com inúmeras outras destinações anualmente, como serviços de universalização, Reluz, e também à própria expansão do setor elétrico.

b) **Fundo Setorial de Energia (CTEnerg)**

O CTEnerg foi criado pela Lei 9.991/2000 e tem como objetivo realizar investimentos em programas de P&D e eficiência energética de interesse do setor de energia. O Documento de Diretrizes do fundo³⁰ deixa claro o tipo de atividades que poderiam ser financiadas incluindo projetos de P&D para desenvolvimento de tecnologias e processos mais eficientes que possuam interesse público e complementem os investimentos realizados pelo mercado e pelas concessionárias de eletricidade (programa da Aneel).

No passado o CTEnerg financiou o aparelhamento de diversos laboratórios de metrologia, e mais recentemente fez encomenda a universidades para o desenvolvimento de metodologias de monitoramento e avaliação de projetos de EE e um novo levantamento de campo para determinação de potencial de eficiência para o setor industrial, comercial e de serviços.

Os recursos para o CTEnerg vêm de parcela da receita anual líquida das empresas de eletricidade e em 2007, embora sua arrecadação fosse de mais de R\$ 200 milhões, apenas houve a liberação de R\$ 66 milhões para investimentos³¹. A origem dos recursos é a mesma que financia os programas de P&D e EE das concessionárias, ou seja, são recolhidas dos consumidores de eletricidade.

i) **Barreiras/Avaliação**

O CTEnerg tem sofrido contínuo contingenciamento de seus recursos e tem mantido uma política irregular de aplicações. No caso específico de EE, tem havido descontinuidade nos investimentos e nenhuma avaliação dos resultados. Em 2008 houve uma retomada de interesse em EE, mas ainda não foram liberados os recursos (quase R\$ 5 milhões) e nem contratados os estudos.

O desembolso de recursos do CTEnerg tem sido bem menor do que o que tem se verificado no caso dos programas de P&D e eficiência energética das concessionárias.

4.3.3 Mecanismos de Comando-Controle

a) **Uso de Energia Solar para Aquecimento de Água em Prédios**

Algumas cidades brasileiras começam a introduzir legislação mandatória para a instalação de sistemas de aquecimento de água utilizando energia solar.

Isso representa um avanço para maior disseminação de aquecedores solares e substituição de eletricidade para essa finalidade. No entanto, já começam a aparecer discussões demonstrando impactos que não haviam sido cuidados na elaboração das especificações técnicas da lei, como tem sido o aumento no consumo de água.

b) **Programa de Eficiência Energética Aneel**

O programa de EE das concessionárias de eletricidade representa o maior investimento realizado no país. São cerca de R\$ 261 milhões (ref. ano 2007, 61 concessionárias) investidos em programas supervisionados pela Aneel.

A natureza dessa regulação possibilita uma grande disseminação geográfica de atividades **em melhoria de eficiência energética no país.**

30 <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/24015.html> (acesso em 15 jan. 09)

31 Ministério da Ciência e Tecnologia, Secretaria de Captação de Recursos. Disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23095.pdf (acesso em 15 jan. 09).

Nos últimos 10 anos este tem sido o maior e mais constante fluxo de investimentos em eficiência energética do país.

i) **Barreiras/Avaliação**

Durante muitos anos os investimentos das concessionárias supervisionados pela Aneel sofreram constantes mudanças no seu formato, prioridades e regras de implementação. A ausência de transparência e rigor com relação à avaliação do desempenho dos programas colocou em dúvida a validade dos investimentos realizados.

Em 2008, foi reformulado o Manual da Aneel que orienta a concepção e execução dos programas das concessionárias procurando dar maior ênfase aos aspectos relacionados à qualidade e desempenho dos programas. A nova visão prioriza aspectos de avaliação dos impactos em termos de kWh e kW conservados e que possam ser verificados segundo metodologias de monitoramento e verificação. Além disso, procura dar maior flexibilidade para as concessionárias submeterem e executarem seus programas, facilitando diversos procedimentos burocráticos.

c) **A Lei de Eficiência Energética**

O foco principal desta lei (Lei 10.295) aprovada em 2001 é a de garantir ao setor público instrumentos para determinar padrões mínimos de consumo energético em equipamentos e edificações.

i) **Padrões Mínimos de Eficiência Energética para equipamentos e edificações**

Regulamentações em vigor:

- Portarias em trâmite de assinatura:
- Aquecedores de água a gás
- Edificações comerciais e públicas

Equipamentos em estudo:

- Aquecedores solares de água; reatores eletromagnéticos para lâmpadas fluorescentes tubulares; reatores eletromagnéticos para lâmpadas de vapor de sódio; lâmpadas de vapor de sódio, lâmpadas incandescentes

Edificações residenciais: regulamento em fase de elaboração

4.3.4 Mecanismos de Mercado

a) **Programas de informação**

O país não tem praticado em grande extensão mecanismos de mercado para estimular investimentos em eficiência energética. Por exemplo, praticamente não existe nenhuma diferenciação para impostos ou taxas de acordo com a eficiência de produtos, ou incentivos que possam sinalizar preços mais atraentes a produtos mais eficientes.

Os mecanismos mais importantes aplicados no país referem-se a programas de informação desenvolvidos principalmente pelo Procel (por exemplo, Procelinfo³²) e os selos de qualidade

32 <http://www.eletronbras.com/pci/main.asp>

(selo Procel) que indicam os melhores produtos no mercado sob o ponto de vista de eficiência energética.

Programas de treinamento têm também sido executados por concessionárias e também pelo Procel e geralmente são destinados a públicos mais específicos e atuantes nos segmentos do setor comercial e industrial. Esses programas também têm sido acoplados a outras iniciativas como programas de substituição de equipamentos para a população de baixa renda, onde são oferecidas informações sobre os equipamentos e boas práticas.

i) ***Barreiras/Avaliação***

Programas de informação são necessários, mas insuficientes para que, sozinhos, promovam grandes impactos em termos de conservação e uso eficiente de energia.

Os esforços realizados pelo Procel e também por várias concessionárias têm sido importantes, principalmente para divulgar boas práticas para consumidores residenciais e comerciais.

4.3.5 O Plano Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC)

Algumas das propostas sugeridas já aparecem, mencionadas no PNMC, embora não tenham detalhes sobre seus impactos e contribuições para mitigação, nem necessidades de financiamento e prioridades:

- 1) Necessidade de etiquetagem e padrões voluntários³³ (e padrões mandatórios mínimos de eficiência energética) para indicar o consumo de energia (e emissões): O PNMC é mais explícito no que se refere a veículos automotores, edifícios comerciais e públicos, mas as considerações feitas se aplicam aos demais equipamentos que consomem energia (eletricidade ou não) e basicamente se apoiam nos mesmos instrumentos legais, podendo no entanto ter diferenças no que se refere a programas de financiamento e agentes institucionais (por ex. no caso de veículos, é necessário congrega a Anfavea, o Conpet, o Inmetro, além do MME e o CGIEE);
- 2) Decretos de Compras Públicas Eficientes: através desse procedimento o setor público poderia realizar licitações de produtos e serviços segundo determinados padrões, onde eficiência energética poderia ser um deles.

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

4.4 Medidas Propostas

As propostas de políticas e instrumentos para superar as barreiras do setor são.

4.4.1 Padrões Mínimos de Eficiência Energética

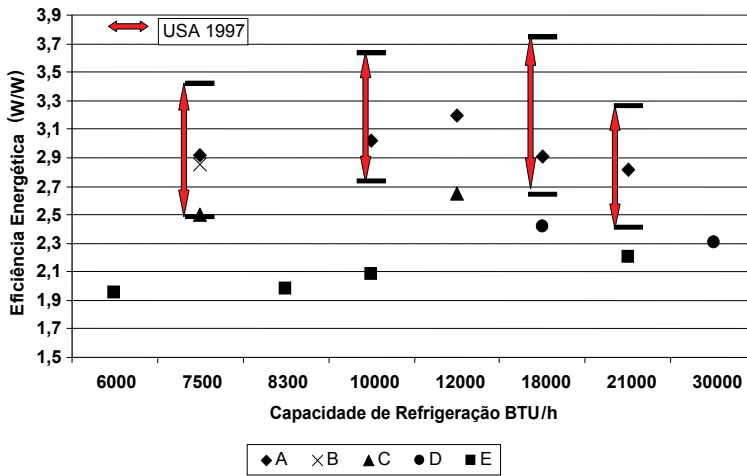
Os índices de desempenho energético poderiam ser mais ambiciosos e, quando for necessário, recursos para pesquisa e desenvolvimento deveriam ser canalizados para viabilizar a adoção de índices mais agressivos de redução de consumo. Os fundos para P&D financiariam a adequação ou desenvolvimento de produtos mais eficientes do que aqueles disponíveis no mercado e acelerariam a adoção de padrões mais rigorosos.

As figuras a seguir mostram uma comparação entre os atuais índices de eficiência adotados no

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

Brasil comparados com EUA (1997) e o padrão europeu para refrigeradores e ar-condicionado, respectivamente. Os melhores refrigeradores nacionais (Etiqueta "A") estão mais próximos do limite inferior do padrão norte-americano de 1997 (Figura 3). Situação similar encontra-se para o caso dos aparelhos de ar-condicionado nacionais quando comparados com o padrão vigente na Comunidade Européia (Figura 4). É marcante o distanciamento dos padrões nacionais daqueles mencionados, especialmente levando-se em conta que não existe defasagem tecnológica significativa entre as indústrias que produzem esses equipamentos no país.

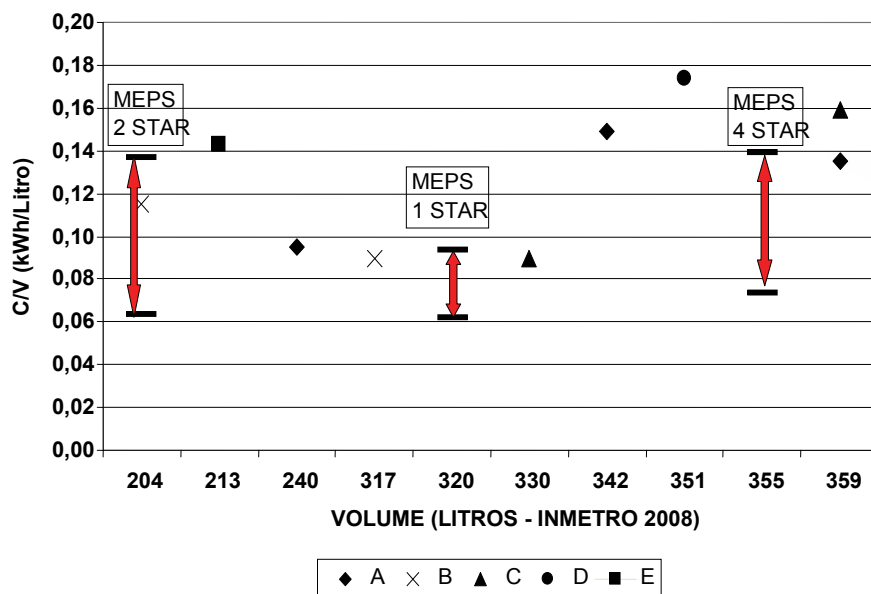
Figura 3 – Comparação entre os padrões de Eficiência Energética dos condicionadores de ar adotados atualmente no Brasil e no EUA de 1997



Fonte: Melo, 2009

Notas: A-E referem-se aos valores dos padrões de eficiência dos refrigeradores brasileiros. As setas duplas representam o intervalo de variação dos limites permitidos (máximo e mínimo) para os equipamentos nos EUA.

Figura 4– Comparação entre os índices de eficiência (C/V) de refrigeradores com selos no Brasil e os Meps europeus



Fonte: Melo, 2009

Notas: A-E referem-se aos valores dos padrões de eficiência dos refrigeradores brasileiros. As setas duplas representam o intervalo de variação dos limites permitidos (máximo e mínimo) para os equipamentos na Comunidade Européia.

4.4.2 Licitações tecnológicas de agências de governo

O setor público representa cerca de 10% do consumo total de eletricidade. Estas agências têm a possibilidade de especificar padrões de desempenho que, por sua vez, estimularão fabricantes a desenvolver e oferecer o produto para atender a essa demanda.

Esse tipo de iniciativa é importante principalmente quando está relacionada com novas tecnologias ainda não introduzidas em escala significativa no mercado. Em tais casos, os riscos de desenvolvimento tecnológico podem ser altos para os fabricantes se estes não souberem se haverá um mercado para os equipamentos produzidos. É uma maneira de assegurar retornos financeiros para os fabricantes através da compra de uma quantidade grande de equipamentos com determinadas especificações. As dificuldades com relação a essa proposta estão relacionadas principalmente com as exigências de “menor preço” das licitações públicas regidas pela lei 8.666.

4.4.3 O Setor Público e Contratos de Desempenho

A atual legislação não permite que o setor público possa celebrar contratos de desempenho com Escos, no entanto o potencial existente e os benefícios serão enormes.

É necessário reformular ou criar mecanismos legais que permitam ao setor público pagar os serviços realizados pelas Escos através de suas economias com energia. Uma outra alternativa seria considerar esses tipos de projetos como sendo aqueles do tipo “parceria público-privada” – PPP.

4.4.4 Certificados Brancos (CB)

São documentos atestando que uma determinada redução de consumo de energia foi obtida, ou seja, são certificados de economia de energia, por exemplo 1 Certificado = 1MWh. **CBs** são comercializáveis e combinados com a obrigação de cumprimento de meta física de economia de energia pelos agentes de mercado.

Neste sistema, produtores, fornecedores e distribuidores de eletricidade (e gás e petróleo) passam a ter obrigações de implementação de medidas de eficiência energética consistentes com uma percentagem pré-definida de seu fornecimento anual de energia. Por outro lado, Escos e grandes consumidores de energia podem ser os geradores de certificados através de seus projetos de EE e poderão negociar com aqueles que possuem limites ou obrigações de redução de emissões (ou de economia de energia).

CBs são emitidos quando uma dada quantidade de energia economizada é certificada por um órgão independente, sendo que o detentor deste título pode usá-lo para cumprir suas próprias metas ou vendê-lo para outras partes que também tenham compromissos de redução. A possibilidade de transação comercial, em princípio, garante que a economia total de energia é obtida a um mínimo custo, enquanto a existência dos **certificados** garante que a meta total de economia de energia também é alcançada.

O próprio mercado é o principal financiador dessas atividades; no entanto, é fundamental a participação do agente público para estabelecimento dos níveis de obrigações e regras de comercialização dos certificados, bem como garantir a qualidade das entidades encarregadas dos processos de certificação.

4.4.5 Ações que podem ser adicionadas ao Programa da Aneel

A seguir são sugeridas algumas ações que complementaríamos os programas compulsórios das concessionárias e supervisionados pela Aneel. A intenção é providenciar maneiras de aumento de escala (programas nacionais) e, conseqüentemente, menores custos unitários e maior chance de transformar mercados.

a) ***Programas regionais ou nacionais***

A ideia aqui é sugerir programas que possam ter a adesão das concessionárias de qualquer parte do país. Esses programas teriam uma “gerência centralizada” responsável pela padronização de procedimentos, tecnologias, suporte etc. Cada concessionária poderia alocar um montante de recursos e receber em troca a implantação correspondente do programa.

Vantagens:

- Esses programas poderiam ser atraentes para pequenas concessionárias que não necessitariam de dispor de equipes para a confecção deles;
- Economias de escala;
- Maior garantia de transformação de mercados regionais;
- Maior facilidade de mensuração de impactos.

Candidatos para a preparação de Programas Prioritários seriam projetos de educação, treinamento e apoio à gestão municipal ou estadual de energia. Porém, não se restringem ao tipo de projeto sem resultados passíveis de medir em MWh e kW. Por exemplo, programas para Baixa Renda poderiam ser outros candidatos, especialmente se forem concebidos dentro de contexto de uma política de assistência social. Outro exemplo ainda poderia ser um programa

prioritário para iluminação pública, uma vez que existem atualmente dificuldades enfrentadas pelo programa nacional para iluminação pública – Reluz.

b) ***Leilões de Eficiência Energética***

A ideia de leilões não é uma novidade. Já existe alguma experiência sobre isso nos EUA. Portanto, seria destinar uma parte dos recursos obrigatórios³⁴ que as concessionárias destinam a programas de eficiência energética e utilizá-la para contratar projetos que assegurem melhores custos por kWh conservado. Seria uma oportunidade para que outros agentes (que não a própria concessionária) possam conceber e implementar programas. Esses recursos poderiam ser disputados por Escos, consórcio de Escos, consumidores ou qualquer combinação (inclusive com concessionárias).

- Entre os objetivos dessa modalidade poderíamos citar:
- Busca de maior competitividade com custos de oferta de energia
- Dar uma alternativa para outros usos dos recursos compulsórios
- Possibilitar que outros agentes possam participar diretamente na concepção e implantação dos programas
- Combinar recursos de várias concessionárias para promover ações em determinadas regiões de interesse/maior benefício para o sistema. Possíveis critérios:
 - Aumentar margem de reserva
 - Postergar investimentos em transmissão/geração. Benefícios para o sistema interligado ou região (não necessariamente uma área de concessão)
 - Maximizar benefícios para os consumidores (reduzir tarifas)

É necessário deixar claro que os programas que seriam financiados através de leilões deverão ter, como parte integrante, um modelo de avaliação e verificação a ser empregado durante a sua vida útil.

4.4.6 Acordos Voluntários

Em complementação aos padrões de desempenho para os equipamentos, é preciso prover tecnologias e processos mais eficientes em toda a cadeia produtiva. Portanto, o governo deveria aprovar patamares de eficiência energética para todos os setores produtivos, priorizar os setores energo-intensivos, iniciando pelos segmentos mais ineficientes e com maior potencial de redução. A implementação dos patamares poderia ser viabilizada com acordos voluntários, e posteriormente com multas ou punições, caso o patamar não seja atingido.

4.4.7 Concessionária Virtual de Energia

Essa concessionária poderia ser uma empresa privada licitada publicamente com metas anuais de energia conservada (e/ou potência retirada) durante um determinado período de tempo. Pode ser entendida como uma grande Esco atuando em uma área sob sua concessão. Essa concessionária virtual teria como serviços o oferecimento de assistência técnica e incentivos financeiros para os consumidores de sua área, com o propósito de reduzir suas contas de energia, através de compras de equipamentos mais eficientes, suporte para projetos de edificação, processos e gestão de energia.

³⁴ Os recursos, no entanto, não precisariam vir necessária e exclusivamente das obrigações das concessionárias.

Essa concessionária, portanto, venderia serviços de eficiência energética para uma dada região geográfica e competiria com as concessionárias convencionais e com as tarifas praticadas de eletricidade na região. As atividades dessa concessionária seriam reguladas pela Aneel que poderia garantir maior transparência e preservação de aspectos de interesse público também associado aos programas de eficiência energética. Parte de seus recursos poderia provir de uma parcela dos fundos coletados dos consumidores e que atualmente estão financiando os programas das distribuidoras. Essa concessionária também teria receita com suas atividades que poderiam ser reinvestidas nos programas de eficiência.

Essa seria também uma alternativa para evitar o conflito de interesses atualmente existente para uma concessionária explorar o potencial técnico e econômico de eficiência energética. Além de ser uma maneira de facilitar o monitoramento, verificação e avaliação dos investimentos em programas de eficiência energética.

Algumas experiências nesse sentido têm sido praticadas nos EUA nos últimos anos, como é o caso da Efficiency Vermont³⁵, em operação desde 2003.

4.4.8 Impostos diferenciados e Financiamento

Produtos mais eficientes poderiam ter impostos menores, comparados com seus similares. Essa redução poderia abranger os níveis de tributação federal, estadual ou municipal. Edificações (residenciais), por exemplo, que incorporassem tecnologias mais eficientes, ou sistema de aquecimento solar para água poderia ter impostos municipais, como o IPTU, reduzidos.

Equipamentos de maior custo ou destinados a consumidores de menor poder aquisitivo poderiam contar com financiamento a taxas atrativas.

4.4.9 Melhorias na Lei de Uso de Energia Solar

Melhores especificações são necessárias para orientar o uso da energia solar para aquecimento de água de modo a minimizar custos totais para o consumidor (incluindo o custo de água e obras civis). Em complementação, deve haver também maiores iniciativas que possam influir no planejamento urbano das cidades prevendo espaçamento adequado entre edificações.

Tabela 38 – Sumário das políticas propostas para eficiência energética

Políticas propostas	Categoria de política	Tipo de mecanismo	Instrumento	Lócus de governo para implementação	Origem do financiamento
1- Padrões mínimos de eficiência energética	Retificativa	Comando-controle	Lei	Federal	CTEnerg, fundos para P&D para estudos
2- Licitações tecnológicas do setor público	Incremental	Mercado	Flexibilização da Lei 8.666	Federal, estadual e municipal	Mercado
3- Contrato de desempenho para o setor público	Incremental	Mercado	Lei	Federal, estadual e municipal	Mercado
4- Leilões de eficiência energética	Incremental	Mercado	Regulação, portarias	Federal	Mercado, recursos compulsórios (Aneel)
5- Certificados Brancos	Incremental	Mercado	Lei ou Regulação, portarias	Federal	Mercado, recursos compulsórios (Aneel)
6- Lei para uso de energia solar em edifícios	Retificativa	Comando-controle	Lei	Municipal	Mercado
7- Programas com recursos compulsórios (Aneel)	Retificativa	Comando-controle	Regulação, portarias	Federal	Recursos compulsórios (Aneel), mercado
8- Concessionária Virtual	Incremental	Comando-controle	Regulação, portarias	Federal	Recursos compulsórios (Aneel)
9- Acordos voluntários	Incremental	Mercado	Contrato, acordo formal	Federal, estadual e municipal	Mercado
10- Diferenciação de impostos e financiamento para produtos eficientes e aquecimento solar	Incremental	Mercado	Impostos	Federal, estadual e municipal	Renúncia fiscal, Bancos públicos e privados

Fonte: Relatório Tema L

5 Demanda de Energia – Reduções de Emissões do Lado do Consumo Industrial de Combustíveis Fósseis

5.1 Opções de Mitigação

Neste item é desenvolvido o cenário de baixa emissão de carbono até o ano de 2030 para o setor industrial brasileiro, considerando a implementação de medidas de mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE), especialmente de CO₂, advindas do emprego de combustíveis fósseis.

As possibilidades de mitigação das emissões no setor industrial (opções técnicas) estão agrupadas nos cinco grandes blocos seguintes:

- Eficiência Energética (subdividida em outros seis grupos)
- Reciclagem e Economia de Materiais
- Substituição Inter-Energéticos
- Uso de Energia Renovável (biomassa e energia solar)
- Redução ou Eliminação de Biomassas Não-Renováveis (provenientes de desmatamentos)

A estimativa do potencial de cada uma dessas medidas específicas de mitigação seguiu abordagens metodológicas distintas, partindo, entretanto, dos dados de consumo de energia para cada um dos segmentos industriais conforme classificação do Balanço de Energia Nacional (MME, 2008a) e algumas subdivisões próprias de forma a melhor detalhar o potencial de redução de consumo de energia e das emissões.

A quantificação deste potencial foi processada considerando a adoção conjunta das medidas de mitigação ou de opções tecnológicas, à exceção do bloco de eficiência energética, visando evitar dupla contagem ou sobreposições, ou seja, o potencial calculado já abate a adoção de medidas que vão se dando anteriormente. Portanto, o potencial de abatimento que se obtém, chamado de composto ou ajustado, segue uma ordenação lógica, iniciando-se pelas medidas mais simples, e geralmente de menores custos, indo para medidas mais complexas e que demandam maior aporte de recursos.

A seguir estão apresentadas algumas especificidades das medidas de mitigação da emissão de CO₂ consideradas.

5.1.1 Eficiência Energética

O uso eficiente de energia vem sendo incorporado no setor industrial há algum tempo, principalmente a partir do segundo choque do petróleo e, mais tardiamente, em função do aumento dos preços da energia elétrica.

A eficiência energética, por definição, é produzir um determinado bem, produto ou serviço, empregando-se uma menor quantidade de energia, mantendo, entretanto, a qualidade de produtos ou o padrão de serviços. Ou seja, as medidas de eficiência energética objetivam alcançar determinada produção ou serviço, reduzindo ou eliminando perdas e desperdícios de energia. Pode compreender a adoção desde medidas mais simples e de baixo custo no campo operacional (*house keeping*), à implementação de medidas mais caras e complexas, envolvendo a implantação de novas tecnologias e processos de menor consumo energético.

Visando obter maior rigor nas estimativas para o conjunto das medidas de eficiência energética, esta opção foi subdividida da seguinte forma: medidas de melhorias de combustão, recuperação de calor em processos (inclusive integração de processos), recuperação de calor em sistemas de vapor, recuperação de calor em fornos, implementação de novos processos e outras medidas gerais.

O potencial existente pela implementação de medidas de eficiência energética pôde ser estabelecido conjugando-se duas abordagens metodológicas. A primeira, através de informações contidas no Balanço de Energia Útil - BEU (MME, 2005) para a indústria brasileira, de onde foram definidos valores do potencial de economia, e, a segunda abordagem, pela comparação de índices de consumo específico praticados em diversos segmentos específicos e índices tomados como “melhores práticas” (*Best Practice*) dentro da própria indústria brasileira ou a partir de referências internacionais. No primeiro caso, os valores encontrados foram tomados como potenciais mínimos a serem atingidos e, na segunda abordagem, através da correlação dos consumos específicos, foram definidos potenciais mais elevados, embora alguns destes sejam passíveis de implementação somente a médio e longo prazo.

No caso do BEU, parte-se de uma análise do uso final de energia (basicamente queima direta e calor de processo), dos rendimentos médios praticados em cada segmento industrial específico e dos rendimentos médios otimizados ou máximos esperados. Daí são estimados os potenciais totais de eficiência energética de forma agregada para cada segmento produtivo. Conforme citado, os valores encontrados são modestos, uma vez que geralmente somente a eficiência do equipamento de uso final (caldeiras e fornos, por exemplo) é computada e os ganhos possíveis no processo como um todo não são considerados.

Na avaliação através das “melhores práticas” foram consultados dados setoriais fornecidos pela EPE (incluindo consumos e produção de várias empresas³⁶) e dados de estudos nacionais e internacionais diversos, onde são discutidos consumos específicos de energia e potenciais típicos ainda existentes (LA ROVERE, 2006; PROCEL, 2007; CCAP, 2007; IEA, 2007b; IAEA, 2006; IEA, 2008; DE BEER *et al.*, 1997 e 1998; EGEE, 2007; MARTIN *et al.*, 2000; WORREL *et al.*, 2000 e 2008).

Com o intuito de ter maior precisão e detalhe nas avaliações para o bloco de eficiência energética, este foi subdividido 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. A Tabela 39 apresenta os potenciais de economia de energia identificados, e de onde derivam as reduções máximas de emissões por tipo de medida específica em cada segmento da indústria, compondo o potencial total de eficiência energética.

36 Informações sem a identificação de empresas.

Tabela 39 – Potencial de economia de energia nos subsetores industriais e decomposição percentual das medidas de eficiência energética

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

Obs.: Na faixa de economia, os menores valores (mínimos) se referem à análise pelo BEU e os maiores através da análise das correlações dos consumos específicos/"melhores práticas".

Fonte: Relatório Tema 0

A Tabela 40 deriva da anterior e apresenta os valores dos potenciais convertidos em toneladas equivalentes de petróleo com base em 2007, e serviu de base para as projeções das quantidades de energia (combustíveis) e de emissões a serem abatidas.

Dependendo do tipo de medida de eficiência energética foi adotado um período de implementação específico, função basicamente da vida útil da medida. A taxa de crescimento do consumo de energia para a construção dos cenários até 2030 foi de 3,7% (EPE, 2007).

Tabela 40 – Potencial de economia de energia por medidas específicas e por setores em toneladas equivalentes de petróleo - base 2007

Setores	Consumo de Energia Térmica (1.000 tep)	Economia	Medidas de Eficiência Energética (em 1.000 tep)							Participação % dos setores
		%	Otimização da combustão	Sistemas recuperação de calor	Recuperação de vapor	Recuperação de calor /fornos	Novos processos	Outras medidas de eficiência	Total	
Cimento	2.968	23	59			623			682	5
Ferro e Aço	16.795	35	503			1.175	4.047	167	5.895	43
Não-Ferrosos	2.628	7	52			155			207	1
Ferro-Ligas	1.017	6				68			68	1
Min./Pelotização	2.108	21	63			385			449	3
Papel / Celulose	7.037	18	211		422		661		1.294	9
Químico	5.440	22	163	163	163	326	391		1.207	8
Cerâmica	3.506	34	105			396	701		1.202	8
Têxtil	542	16	14	16	27		21	10	90	1
Alimentos	8.964	10	379	379	857	91	303		2.010	14
Outros	2.890	16	57		144	144	115		462	3
TOTAL	3.898		1.610	558	1.614	3.366	6.242	178	13.571	100
Economia %	-	-	2	1	2	5	9	0	21	

Fonte: Relatório Tema O

a) **Melhoria de combustão**

Os processos de combustão geralmente trazem consigo ineficiências energéticas, quer por restrições dos equipamentos, quer pelo lado operacional. No mercado há queimadores de rendimento superior, porém mais caros. 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, reduzindo perdas de calor nos gases de exaustão. No lado operacional é muito comum encontrar equipamentos desregulados, operando com razões ar/combustível extremamente elevadas ou ainda gerando níveis elevados de fuligem (carbono não queimado). O simples controle dos gases de combustão, o ajuste de combustão e a manutenção adequada de queimadores, podem trazer economias importantes em caldeiras e fornos industriais, usualmente na faixa de 2 a 5% (COMBUSTION HANDBOOK, 1978). A prática de operar com ar enriquecido com oxigênio também representa uma alternativa que traz economias em alguns processos de alta temperatura, embora acarrete um custo adicional (ABM, 2008).

b) Recuperação de calor em processos

A recuperação de calor em processos se refere à otimização de sistemas que operam numa faixa de temperatura intermediária (180°C a 450°C), permitindo o aproveitamento do calor de correntes quentes para o aquecimento de outros fluidos. Pode gerar economias entre 5 e 15% através de trocadores ou recuperadores de calor, e se aplica a processos de indústrias químicas, petroquímicas e no setor de refino de petróleo, principalmente.

A integração de processos, através da técnica *Pinch*³⁷ (ou do ponto de estrangulamento), permite realizar simulações do balanço de energia e das correntes térmicas de um processo, resultando na otimização energética global e na minimização de custos operacional e de investimento (OIL & GAS JOURNAL, 1984).

c) Recuperação de calor em sistemas de vapor

Esta medida de eficiência energética compreende a otimização dos sistemas de geração, distribuição e uso de vapor. Geralmente são processos de baixa temperatura (até 180°C), que não exigem investimentos muito elevados, como também apresentam retorno econômico rápido.

Os sistemas de vapor estão presentes em vários segmentos industriais, dentre eles: papel e celulose, alimentos e bebidas, têxtil, química e petroquímica e outros. As medidas específicas passíveis de aplicação são de vários tipos, como por exemplo: a recuperação de condensado, a recuperação de calor de gases de exaustão de caldeiras, a otimização do traçado de redes de distribuição de vapor, a adequação e controle dos níveis de pressão de vapor, aproveitamento de vapor de reevaporação (vapor *flash*), uso de sistemas de múltiplo-efeito em concentradores, controle de temperatura e/ou pressão em equipamentos, eliminação de vazamentos de vapor, manutenção de purgadores, dentre outras.

d) Recuperação de calor em fornos

A recuperação de calor de gases de exaustão de fornos é uma prática bastante comum nas indústrias, mas ainda apresenta potencial de economia significativo, conforme será discutido adiante. Em contrapartida, os investimentos costumam ser mais elevados e com retornos de médio a longo prazo.

Normalmente as indústrias mais intensivas em calor (cimento, vidro, aço, petroquímica, pelotização etc.) empregam sistemas de recuperação de calor, mas nem sempre estes estão projetados adequadamente ou operam de modo otimizado. Estes sistemas geralmente compreendem recuperadores de calor para pré-aquecimento de ar de combustão ou de carga a ser processada, ou ainda para aquecimento de algum fluido de processo. Operam grandes volumes de gases quentes a temperaturas elevadas. Em sistemas de maior porte pode-se também ter caldeiras de recuperação de calor, produzindo água quente ou vapor, tanto para processo quanto para acionamento mecânico.

e) Adoção de processos mais modernos e eficientes

Processos mais modernos e energeticamente mais eficientes vêm sendo introduzidos em

37 O termo “Pinch Technology” foi cunhado por Linnhoff e Vredeveld para representar um novo enfoque metodológico de análise termodinâmica, que garante um nível mínimo de energia no desenho de sistemas de troca de calor.

vários segmentos industriais. Um dos casos clássicos se deu no setor siderúrgico, que iniciou a substituição a partir da década de 1970 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 (carga misturada com água) vêm sendo substituídas pelos processos secos, menos intensivos em calor (IEA, 2007b).

Neste bloco, a linha de avaliação segue a comparação de rotas tecnológicas entre si e de indicadores de consumo específico setoriais. Na abordagem setorial existem dois conjuntos de possibilidades considerados - o primeiro, que compreende as tecnologias já disponíveis comercialmente, e, o segundo, que trata das tecnologias que estão em desenvolvimento e com possibilidades de penetração no mercado num horizonte de 10 a 20 anos. Algumas dessas principais tecnologias com reflexos na área térmica, por setor, estão listadas resumidamente a seguir:

i) *Cimento*

- Implantação de pré-aquecedores de múltiplos estágios (4, 5 ou 6 estágios) e de pré-calcinador (IEA, 2007b).

- Uso de aditivos para reduzir a produção de clínquer (este item é tratado no capítulo sobre “Reciclagem/Economia de Materiais”).

ii) *Ferro e Aço*

- 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 calor dos gases de alto-forno (*top pressure recovery turbines - TRT*) com capacidade de produção de energia elétrica de 15 a 40 kWh/t de ferro gusa (IEA, 2008; US/EPA, 2007).

- 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).

- Implementação de usinas elétricas com novas tecnologias (IEA, 2008).

- Implantação de processo contínuo nas etapas de refino de aço (IISI, 2008).

- Recuperação de gás e calor dos fornos *BOF (Basic Oxygen Furnaces)*.

- Substituição do lingotamento contínuo atual por lingotamento de chapas finas ou com formas próximas dos produtos finais.

- Oxi-combustão em fornos de reaquecimento de chapas e tarugos.

- 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 (MARTIN *et al.*, 2000). O principal processo e já em escala comercial é o Corex, em operação na África do Sul, Índia, Coréia do Sul e em implantação na China (WORREL *et al.*, 2008). Outros processos estão em desenvolvimento, como o CCF, Dios, Aisi, e HISmelt. Estudos estimam um consumo específico de 20 a 30% menor que o praticado nos alto-fornos atuais.

iii) *Papel e Celulose*

- 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.

iv) *Química*

- Maior integração de processos.

v) *Têxtil*

- Polimerização de tecidos com aquecimento direto.

vi) *Cerâmica*

- Emprego de fornos a rolos.
- Desativação de fornos descontínuos e de baixo rendimento.

vii) *Vidro*

- Pré-aquecimento de caco.
- Intensificação do uso do enriquecimento de ar de combustão na fusão do vidro.

viii) *Cal*

- Intensificação do uso de fornos verticais.

f) **Outras medidas operacionais**

Outras medidas operacionais reúnem possibilidades de economia de energia mais simples e que resultam em potenciais mais baixos. Exigem investimentos de pequena monta e geralmente com boa atratividade econômica. Compreendem medidas no campo da manutenção e controle, como por exemplo: correção de isolamentos térmicos de equipamentos e de tubulações aquecidas, a manutenção de válvulas e equipamentos, controle de temperatura, eliminação de pontos de fuga de calor de fornos etc.

5.1.2 *Reciclagem e Economia de Materiais*

A reciclagem e a economia de materiais também poderiam estar inseridas no conjunto das 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).

Cada uma das possibilidades técnicas de reciclagem e de economia de materiais foi traduzida em ganhos de energia e em seguida nas 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 crescimento deste índice com base nos dois aspectos seguintes - evolução histórica recente e correlação com índices praticados em outros países. Como cada produto tem uma 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 a economia de materiais para o setor cerâmico.

a) ***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, uma vez que a fabricação de clínquer é, de fato, onde ocorre um intenso de calor. Essa razão clínquer/cimento varia geralmente entre 0,7 a 0,95, dependendo do tipo de cimento produzido (IEA, 2007b). 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).

A redução desta relação clínquer/cimento em muitos países tem sido significativa desde 1990, atingindo uma taxa média de 1,0% ao ano no mundo (IEA, 2007b), embora exista um peso importante neste valor dado pela China no período entre 1994 e 2004 (1,3% a.a.). Este país tem tido uma oferta crescente de escória de alto forno da siderurgia e de cinzas de processos alimentados por carvão. A média mundial em 2005 da razão clínquer/cimento situou-se em 78% (0,78) (IEA, 2007b).

No Brasil, contrariamente ao movimento mundial, a razão clínquer/cimento vem aumentando, segundo levantamento da IEA (2007b), situando-se entre 81 e 82% (0,81 e 0,82) em 2005. Isto pode ser devido ao 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 41 estão as estimativas de redução de consumo por cada tipo de combustível pelo aumento do uso de aditivos, descontando-se a medida de eficiência energética vista no bloco anterior.

Tabela 41 – Cálculo ajustado da eficiência energética e uso de aditivos - setor cimento (potencial ajustado)

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (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	3,91	0,52	12,57
Carvão Vapor	36,00	8,28	1,11	26,61
Carvão Metalúrgico	33,00	7,59	1,02	24,39
Outras Fontes Primárias	268,00	61,64	8,25	198,11
Óleo Combustível	69,00	15,87	2,13	51,00
GLP	1,00	0,23	0,03	0,74
Coque Carvão Mineral	55,00	12,65	1,69	40,66
Carvão Vegetal	222,00	51,06	6,84	164,10
Outras F. Sec. Petróleo	2.267,00	521,41	69,82	1.675,77
Total	2.968,00	682,64	91,41	2.193,95

Fonte: Relatório Tema O

b) **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 e 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 as capacidades de produção de aço em cada tipo de rota tecnológica. 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 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 25.703.000 t) e em 24% em aciarias elétricas (8.082.000 t) (MME, 2008b). Se mantidos os atuais parâmetros, poderia haver uma tendência a uma maior participação das aciarias elétricas no longo prazo, podendo atingir algo em torno de 30 a 32% por volta de 2030, o que abriria maior espaço para o emprego de sucata, que alcançaria um índice entre 33 e 35%.³⁸

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

³⁸ Na Europa atualmente o índice de reciclagem de sucata de aço é de 40% e nos EUA de 51%, segundo o MME (2008c).

diferença entre 33% e 29% de sucata), resulta numa economia de energia fóssil de 16.162 TJ em 2007 ou cerca de 386.000 tep (2,3% do consumo do setor). As quantidades poupadas de energia estão assinaladas na Tabela 42.

Tabela 42 – Cálculo ajustado da eficiência energética e por reciclagem - setor ferro e aço (potencial ajustado)

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (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	411,02	26,93	733,05
Carvão Vapor	6,00	2,11	0,14	3,76
Carvão Metalúrgico	2.558,00	897,86	58,83	1.601,31
Óleo Combustível	129,00	45,28	2,97	80,75
GLP	69,15	24,27	1,59	43,29
Querosene	1,00	0,35	0,02	0,63
Gás	1.083,00	380,13	24,91	677,96
Coque Carvão Mineral	6.339,00	2.224,99	145,80	3.968,21
Carvão Vegetal	4.775,00	1.676,03	109,83	2.989,15
Outras F. Sec. Petróleo	584,32	205,10	13,44	365,78
Alcatrão	79,68	27,97	1,83	49,88
Total	16.795,15	5.895,10	386,29	10.513,76

Fonte: Relatório Tema O

c) **Alumínio / alumina - Uso de sucata (resultados computados no segmento de Metais Não-Ferrosos)**

A energia economizada pela reciclagem de alumínio se dá na fase de fusão/redução, e consiste basicamente de energia elétrica. Esta energia, entretanto, pode ser considerada neutra para fins de emissão de CO₂ no caso do Brasil. Assim, ao se estimar a redução de CO₂ na reciclagem do alumínio no Brasil, o cômputo deve recair sobre a quantidade de combustíveis fósseis embutidos na produção de alumina que seria substituída pelo alumínio reciclado e numa pequena parcela de combustíveis fósseis empregados 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%, ou seja, promovendo um aumento da taxa atual de reciclagem de 36,7% para 46,7%. Além disso, foram adotadas as seguintes premissas, segundo a Abal (2008) e o 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

Tabela 43 – Cálculo ajustado da eficiência energética e por reciclagem - setor alumínio / alumina

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)
1.654,8	165,5	317,6	72,11	6,76	78,87

Obs.: o cálculo incorpora o desconto das medidas de eficiência energética, cujo valor estimado foi de 5% sobre os índices originais de consumo de óleo combustível do segmento.

Fonte: Relatório Tema O

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

As perdas de materiais no setor cerâmico se dão por defeitos nas fases de conformação das peças, secagem e também na queima dos produtos, especialmente no setor de cerâmica vermelha, onde chegam a atingir 15% em algumas empresas (INT, 2005a; 2005b). É razoável admitir uma perda média de 8% da produção no setor de cerâmica vermelha, onde pelo menos 50% afeta o consumo de combustíveis. Isso se deve porque a outra metade das perdas se dá antes da fase de queima, quando as peças com defeito já são eliminadas, causando desperdício somente de eletricidade (nas fases de preparo da massa, extrusão e secagem). No caso da cerâmica branca, o nível de perdas médio é bastante baixo, situando-se em torno de 1% (INT, 2005a).

Tabela 44 – Cálculo ajustado da economia de materiais no setor cerâmico

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (1.000 tep)	Economia pela Eficiência Energética (1.000 tep)	Economia por Perdas Evitadas (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência Energética + Perdas Evitadas (1.000 tep)
Gás Natural	956,00	327,91	8,28	619,81
Carvão Vapor	44,00	15,09	0,38	28,53
Lenha	1.885,00	646,56	46,3	1.192,15
Outras Fontes Prim.	35,00	12,01	0,86	22,14
Óleo Diesel	1,05	0,36		0,69
Óleo Combustível	322,00	110,45	2,79	208,76
GLP	165,50	56,77	1,43	107,30
Outras F. Sec. Petróleo	98,00	33,61	2,41	61,98
Total	3.506,56	1.202,75	62,45	2.241,36

Fonte: Relatório Tema O

e) **Vidro - Aumento do emprego de cacos**

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 nos fornos de fusão (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 bem inferior a valores encontrados na Europa, em particular na Alemanha, Bélgica, França, e Suécia, que se situam acima de 90% (MME, 2007b).

A partir da produção total de vidro no país, de cerca de 2,9 milhões de toneladas (base 2007) (ABIVIDRO, 2008), sendo que 44% desta é referente a embalagens, pôde-se supor que 80% desse montante pudesse ser reciclado. Com isso, 1,02 milhões toneladas de vidro seriam recicladas, resultando em um índice de 35% de reciclagem no setor como um todo. Com isso, haveria um ganho exatamente de 15% sobre o padrão atual de reciclagem e que resulta em 4,5% de economia de energia térmica nos fornos de fusão.

Para fins de cômputo da economia existente, considerou-se o quadro de consumo de energéticos do setor e o consumo específico de energia térmica médio de 10 GJ/t.³⁹

Tabela 45 – Cálculo ajustado da economia por conservação e reciclagem no setor de vidro

Formas de Energia	Consumo Total em 2007 (1.000 tep)	Economia por Conservação (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência energética (1.000 tep)	Economia por Reciclagem (%)	Economia por Reciclagem (1.000 tep)	Novo Consumo com Eficiência + Reciclagem (1.000 tep)
Gás Natural	554,1	88,66	465,4	4,5	20,94	444,46
Óleo Combustível	138,5	22,16	116,4	4,5	5,24	111,16
Total	692,62	110,82	581,8		26,18	555,62

Nota: economia por conservação: 16%

Fonte: Relatório Tema O

f) **Papel - Aumento do uso de aparas de papel usado**

No Brasil o índice de uso de papel reciclado é de 45% (BRACELPA, 2008), enquanto em vários outros países desenvolvidos esse índice ultrapassa 60% (Alemanha, Japão e Reino Unido), sendo que na Espanha e Coréia situam-se em torno de 80%. Curiosamente, países com farta oferta de celulose (Canadá e Finlândia, por exemplo) têm índices de reciclagem extremamente baixos (IEA, 2007b), possivelmente pelo baixo preço da matéria-prima contra um custo superior da coleta e reciclagem de papéis.

A economia de energia térmica estimada no setor de papel e celulose está ligada à quantidade de polpa economizada ou substituída pelo volume de papel reciclado. Como geralmente as plantas de celulose basicamente empregam lixívia negra em seus processos, subproduto combustível renovável, os cálculos das emissões de CO₂ recaem somente sobre os combustíveis fósseis empregados de forma minoritária na fabricação de polpa, basicamente

39 Valor coletado com alguns fabricantes no eixo Rio de Janeiro - São Paulo.

óleo combustível e gás natural. O valor equivalente médio encontrado para estes combustíveis, de acordo com levantamento de dados fornecidos pela EPE, é de 7 GJ/t de celulose. Se admitido o aumento de papel reciclado em 10%, equivalente a cerca de 900 mil t de celulose, resulta num valor poupado de 6.300 TJ (150.466 tep) com base em 2007.

Abatendo-se a conservação de energia, estimada anteriormente em 18,4%, resultaria em 5,7 GJ/t de celulose proveniente de combustíveis fósseis. Assim, o valor poupado pela reciclagem adicional (10%) seria de 5.141 TJ ou 122.780 tep de fósseis.

Tabela 46 – Cálculo ajustado da economia por conservação e reciclagem no setor de papel

Formas de Energia	Consumo Total (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	565,00	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	83,51	61,39	308,96
GLP	24,70	4,54		20,16
Total	7.037,56	1.294,91	122,78	5.619,87

Fonte: Relatório Tema O

5.1.3 Substituição Inter-Energéticos (fóssil por fóssil)

A substituição inter-energéticos vem sendo praticada no Brasil de forma intensa há várias décadas. O setor cimenteiro, por exemplo, vem experimentando trocas de combustíveis desde os anos 80, quando passou a utilizar o carvão mineral em substituição ao óleo combustível. Posteriormente trocou estes dois energéticos pelo coque de petróleo (EPE/MME, 2007).

O gás natural também, desde meados da década de 1980, começou a ser utilizado no setor industrial, passando por um processo de intensificação a partir da operação do gasoduto Bolívia-Brasil em 1999. Novamente o energético principal deslocado foi o óleo combustível.

A substituição considerada neste estudo avalia o potencial de aumento da participação do gás natural no setor, tendo em vista o crescimento de sua oferta, a ser suprida pelas Bacias de Santos e do Espírito Santo, do fornecimento de GNL no Rio de Janeiro e no Ceará e possivelmente a partir das novas reservas do Pré-Sal. Ou seja, a redução das emissões se dará pela troca de combustíveis de alto fator de emissão de carbono, como o óleo combustível, coque de petróleo e carvão mineral, por um combustível de menor fator de emissão - o gás natural.

As modificações técnicas a serem processadas nas empresas são geralmente adaptações de equipamentos, como a troca de queimadores ou, em casos mais drásticos, a substituição de equipamentos completos, embora essa situação seja muito incomum. Normalmente os investimentos não são muito elevados, mas o retorno financeiro é incerto, pois o gás natural

pode apresentar custo superior ao do combustível original. Neste caso outros ganhos possíveis deveriam ser contabilizados pelas empresas, como por exemplo, a eliminação de estoque de óleo ou de outro energético, a redução de custos com manutenção, os custos com preaquecimento de óleo, a melhoria da qualidade dos produtos processados, os ganhos financeiros pelo pagamento posterior do consumo de combustível e outras.

Há ainda um investimento adicional, bastante elevado, que deve se colocar pelo lado das empresas do setor de gás natural visando à ampliação da malha de transporte e de distribuição.

Nesta medida é considerada a ampliação do uso do gás natural em substituição ao óleo combustível, carvão mineral e coque de petróleo, energéticos com maiores fatores de emissão de carbono.

Para o dimensionamento do mercado potencial de gás natural ainda remanescente, procedeu-se inicialmente um apanhado das redes de distribuição estabelecidas no Brasil, de alguns planos de expansão de empresas de distribuição de gás natural (inclusive do fornecimento de GNL), e uma correlação preliminar com algumas regiões industriais específicas ainda não atendidas pelas redes de gás, dadas a restrições de investimentos, baixa economicidade dos empreendimentos ou ainda pela limitação da oferta de gás natural no momento.

Atualmente o gás natural abastece a maioria dos estados brasileiros com parques industriais mais significativos, alcançando um consumo neste segmento de 7,7 milhões de tep (8,8 bilhões m^3 /ano ou 24,1 milhões de m^3 /dia) em 2007 (MME, 2008a).

De modo a dar mais objetividade para o cômputo do potencial de substituição por gás natural, procedeu-se a quantificação da substituição parcial dos energéticos: óleo combustível, coque de petróleo e carvão mineral, ainda empregados em vários segmentos. O potencial de substituição desses energéticos atinge cerca de 6,22 milhões de tep, com base em 2007, valor equivalente a um volume de gás natural de 7,069 bilhões de m^3 neste ano (19,4 milhões m^3 /dia). A Tabela 47 resume as quantidades de combustíveis fósseis de alto fator de emissão a serem substituídas e os respectivos montantes em gás natural.

Tabela 47 – Cálculo ajustado da intensificação do uso do gás natural, conservação de energia e reciclagem – Base 2007

Setores Industriais	Quant. a serem substituídas (1.000 tep)					Substituição Equivalente em GN (1.000 m3)						
	Óleo Combustível	Carvão Vapor	Carvão Metal.	Coque de Carvão mineral	Outros sec. de petróleo	Total	Óleo Combustível	Carvão Vapor	Carvão Metal.	Coque de Carvão mineral	Outros sec. de petróleo	Total
Alimentos / Bebidas	348	37			67	453	396.158	42.668	0	0	76.193	515.019
Cimento	51	0			0	51	57.954	0	0	0	0	57.954
Ferro Gusa / Aço	80	0			0	80	91.761	0	0	0	0	91.761
Não- Ferrosos	704	0			0	704	800.988	0	0	0	0	800.988
Papel e Celulose	278	69			0	347	315.977	78.818	0	0	0,0	394.795
Cerâmica	146	28			62	236	166.056	32.420	0	0	70.431	268.909
Ferro-Ligas	48	0			0	48	54.886	0	0,0	0	0	54.886
Mineração / Pelotização	558		510	66	134	1.269	634.068	0,0	579.518	76.017	152.928	1.442.531
Outros Setores	148	53	68	2	368	641	168.358	60.852	77.272	2.897	419.204	728.585
Química	458	47			1.790	2.296	521.170	53.931	0	0	2.034.295	2.609.397
Têxtil	91					91	104.045	0	0	0	0	104.045
Total	2.914	236	578	69	2.422	6.220	3.311.425	268.690	656.790	78.914	2.753.053	7.068.875

Fonte: Relatório Tema O

5.1.4 Substituição de Fontes Fósseis por Energia Renovável

a) Uso da biomassa renovável

As biomassas, representadas pela lenha, bagaço de cana, carvão vegetal e resíduos, vêm sendo empregadas há muitos anos em diversos segmentos industriais.

A lenha tem uso tradicional em fornos e caldeiras, e é utilizada em setores variados, com destaque para o de alimentos e bebidas, cerâmica e o de papel e celulose (MME, 2008a). Se proveniente de florestas energéticas, não emite CO₂, conforme observado e adotado para o setor de celulose e papel.

O bagaço de cana apresenta um consumo bastante expressivo na matriz brasileira, alcançando 26,4 milhões de tep em 2007 (MME, 2008a). Entretanto, o setor sucroalcooleiro poderia dispor ainda de uma quantidade adicional bastante significativa, na forma de palhas e pontas da cana que restam na fase agrícola da produção de açúcar e álcool (MACEDO, 2008; LEAL, 2003).

O carvão vegetal é outra biomassa extremamente importante, especialmente para o setor siderúrgico, onde alcança um consumo de 4,8 milhões de tep (MME, 2008a). Atualmente 34,4%

da produção de ferro-gusa se dá através do emprego deste energético (Sindifer apud in AMS (2008), muito embora, conforme mencionado, uma parte significativa ainda esteja baseada em carvão vegetal não-renovável.

No segmento de papel e celulose, a lixívia negra, subproduto do processo de fabricação da polpa de celulose, vem tendo o seu uso ampliado nos últimos anos. A lenha e os resíduos da madeira neste setor são provenientes da exploração de florestas plantadas cujo objetivo primeiro é o fornecimento de matéria-prima para a fabricação de celulose. A quantidade atual destes energéticos (lenha e lixívia) no segmento de papel e celulose representa 85% dos insumos totais empregados para fins térmicos, equivalente a 5,8 milhões de tep em 2007 (MME, 2008a).

Por fim, há também alguns outros resíduos da biomassa originados das atividades agroindustriais. Segundo estudos apresentados no PNE 2030 (MME/EPE, 2007), excluindo-se o bagaço de cana, há ainda um enorme potencial para o aproveitamento de cascas, folhas, palhas e caroços de vários outros produtos agrícolas⁴⁰.

A ampliação do uso do carvão vegetal e da lenha renováveis em substituição aos combustíveis fósseis foi quantificada para os setores de siderurgia, papel e celulose e o de alimentos e bebidas, dado o uso já tradicional destes energéticos nestes segmentos. Portanto, em geral, a parcela da biomassa não-renovável⁴¹ atualmente utilizada permaneceria sendo empregada, seguindo o crescimento dos setores até o horizonte de tempo deste estudo. Ou seja, nesta medida não se está eliminando a biomassa não-renovável, mas somente tratando da substituição dos energéticos fósseis ainda empregados. No entanto, no caso da utilização de carvão vegetal não-renovável na siderurgia, há que se ressaltar o atual cenário de restrições legais, que levarão à coibição praticamente integral do uso desta fonte não-renovável no setor siderúrgico nos próximos anos⁴². Uma vez que essas medidas legais se consolidem, e caso a oferta de florestas plantadas para a produção de carvão vegetal renovável seja assemelhada ao atual quadro de escassez, o coque de carvão mineral poderia se tornar o substituto mais provável do carvão vegetal de matas nativas, pois que a mera proibição do uso deste não resulta automaticamente no aumento de florestas plantadas. Ao contrário, isso dependeria principalmente de incentivos adicionais, que são mais condizentes com o Cenário de Baixo Carbono.

Atualmente 34% da produção brasileira de ferro-gusa se dá através do carvão vegetal (Sindifer apud AMS, 2008) (vide Tabela 48). Entretanto, o carvão vegetal apresenta uma limitação de ordem técnica, devido à sua baixa resistência mecânica diante do carvão mineral, que inviabiliza seu emprego em alto-fornos de grande porte. Porém, pode ser empregado em alto-fornos de porte médio (por exemplo 500 mil toneladas/ano) e, alternativamente, em configurações combinando dois ou mais altos-fornos de forma a cumprir uma capacidade total maior. Além da questão da renovabilidade, o uso do carvão vegetal de florestas plantadas possui outras vantagens, como a dispensa das etapas de preparo do carvão (coqueria) e a sinterização (matéria para alimentação dos alto-fornos), processos necessários na produção de ferro-gusa via carvão mineral. A diferença de custos operacionais em relação à operação dos alto-fornos não é tão significativa, embora os empreendimentos com o carvão vegetal renovável requeiram investimentos de vulto e no longo prazo para a formação de florestas plantadas (eucalipto).

40 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.

41 O termo biomassa não-renovável é utilizado ao longo deste relatório para caracterizar o uso de lenha ou de carvão vegetal provenientes de práticas insustentáveis de desmatamento, em contraposição ao uso de lenha e carvão vegetal renováveis (provenientes de florestas plantadas e manejadas sustentavelmente).

42 Um exemplo é o Estado de Minas Gerais, que representa aproximadamente 70% da produção siderúrgica a carvão vegetal no país. Um projeto de lei está tramitando na Assembleia Legislativa do Estado, contemplando justamente a coibição do carvão vegetal não-renovável ao longo dos próximos 8 a 10 anos, numa iniciativa conjunta do governo do Estado, do Poder Legislativo e do setor produtivo.

Tabela 48 – Produção de ferro-gusa através dos processos via coque de carvão mineral e via carvão vegetal

Ano	Siderurgia a Coque	Siderurgia a Carvão Vegetal (CV)	Total	CV / Total geral (%)
1994	17.057.316	7.902.000	24.959.316	31,66
1995	17.849.340	7.115.000	24.964.340	28,50
1996	17.951.149	6.027.000	23.978.149	25,14
1997	18.832.000	6.180.820	25.012.820	24,71
1998	18.683.000	6.428.000	25.111.000	25,60
1999	17.738.793	6.809.787	24.548.580	27,74
2000	20.323.476	7.399.159	27.722.635	26,69
2001	19.577.677	7.813.278	27.390.955	28,53
2002	21.595.610	8.054.074	29.649.684	27,16
2003	22.564.026	9.450.617	32.014.643	29,52
2004	23.225.888	11.534.777	34.760.665	33,18
2005	22.460.688	11.423.114	33.883.802	33,71
2006	21.275.851	11.175.691	32.451.542	34,44

Fonte: Relatório Tema O

Para o Cenário de Baixo Carbono foi estimado que a relação de carvão vegetal na produção de gusa possa atingir 44% em 2030⁴³, porém com efetivo controle de origem desse energético, ou seja, com a garantia que todo o carvão vegetal adicional venha a ser exclusivamente renovável, proveniente de florestas plantadas ou manejadas. Esta premissa evidentemente exige uma ampliação da capacidade de produção através deste energético, tanto por parte de usinas siderúrgicas integradas quanto de produtores independentes. Os primeiros atualmente são responsáveis por somente cerca de 15% da fabricação de ferro-gusa via carvão vegetal, enquanto que os produtores independentes dominam o setor, fazendo uso de cerca de 150 pequenos alto-fornos (Sindifer apud in AMS, 2008).

Tanto para o setor siderúrgico, a ser atendido com maior oferta de carvão vegetal renovável, quanto para os demais segmentos a serem supridos com lenha, a área plantada necessitaria ser ampliada, e nesse sentido algumas premissas foram adotadas, como por exemplo:

- Toda a biomassa nova deve ser renovável, proveniente de florestas plantadas ou manejadas;
- Ciclos de crescimento de árvores: 7 anos;
- Substituição dos combustíveis fósseis a partir de 2017 em diante (sendo o plantio de árvores a partir de 2010);
- Produtividade florestal: 35 m³ de madeira/hectare/ano (SBS, 2008; HOMMA *et al.*, 2006)
- Crescimento do setor industrial de 3,7% ao ano.
- Consumo de carvão vegetal: 725 kg/tgusa ou 2,9 m³/tgusa (FERREIRA, 2000).

A Tabela 49, a seguir, apresenta as quantidades de combustíveis fósseis a serem substituídas por carvão vegetal ou lenha renováveis e as áreas equivalentes necessárias para o plantio de florestas energéticas. Nota-se que 88,3% dos energéticos fósseis a serem substituídos se dão no setor siderúrgico.

Tabela 49 – Quantidades de combustíveis fósseis a serem substituídos e área necessária de floresta plantada

Setor	Quantidades de fontes fósseis a serem substituídas (tep) (a)	Energético a ser substituído	Energético substituto	Área total de florestas (mil hectares)	Custos das florestas (mil US\$) (b)
Siderurgia	13.565,33	Carvão e coque mineral	Carvão vegetal	896,80*	2.262.644
Alimentos/ Bebidas	998,24	Óleo combustível	Lenha	24,44	56.211
Papel/ Celulose	796,35	Óleo combustível	Lenha	19,50	44.842
TOTAL	15.359,92			940,74	2.363.697

* Como ressaltado no início desta seção, a área total de florestas plantadas para substituir o coque de carvão mineral pode ser significativamente maior se o Cenário de Referência considerar a implementação de instrumentos legais recentemente reformulados, que estão levando à coibição do carvão vegetal não-renovável. Neste cenário de legalidade, a tendência seria a substituição de carvão vegetal não-renovável por carvão mineral. Portanto, num Cenário de Baixo Carbono, as novas áreas de florestas plantadas para a produção de carvão vegetal renovável estariam postas para substituir o carvão mineral. Assim, a área requerida para a substituição deste último energético na siderurgia seria substancialmente aumentada, tendo uma adição equivalente à área mencionada no item “v”, adiante, que faz referência à substituição do carvão vegetal não-renovável (2,4 milhões de hectares).

Referente ao período 2017 a 2030.

Investimentos necessários ao longo do período de 2010 a 2030.

Fonte: Relatório Tema O

b) Uso da energia solar

O aproveitamento da energia solar térmica consiste na implementação de sistemas complementares para o aquecimento de água empregada em processos de baixa temperatura, em particular em setores que requerem procedimentos de cozimento, lavagem, secagem e outras operações de produtos diversos. Naturalmente os segmentos mais promissores para a adoção de placas solares são o de alimentos e uma parcela menor na cerâmica, têxtil, papel e químico. Uma das condições necessárias para a implementação da energia solar é a disponibilidade de área para a instalação dos módulos de coletores solares.

O emprego da energia solar térmica foi considerado somente para os segmentos de alimentos e parte do setor de química. Partiu-se dos dados de uso final de energia extraídos do BEU 2005 (MME, 2005) aplicado aos processos de aquecimento de água, visando operações de baixa temperatura, tais como: secagem, lavagem, esterilização, cozimento etc. A Tabela 50 mostra o potencial composto (ajustado) de substituição de combustíveis fósseis por energia solar com base em 2007.

Tabela 50 – Cálculo ajustado da redução da energia fóssil pela adoção da energia solar - setor de alimentos / bebidas e químico

Setor de Alimentos e Bebidas			
Formas de Energia	Consumo Inicial Total (1.000 tep)	Economia por uso de fontes alternativas (1.000 tep)	Novo Consumo considerando eficiência energética + reciclagem + por substituição por GN + uso de fontes alternativas biomassa e solar (1.000 tep)
Gás Natural	553,00	49,75	897,85
Carvão Vapor	42,00	0,00	0,00
Lenha	1.904,00	0,00	1.702,18
Produtos da Cana	15.925,00	0,00	14.559,96
Óleo Diesel	1,69	0,00	1,51
Óleo Combustível	433,28	0,00	0,00
GLP	30,51	0,00	27,28
Outras F. Sec. Petróleo	75,00	0,00	0,00
Total	18.964,48	49,75	16.904,50
Setor Químico			
Formas de Energia	Consumo Inicial Total (1.000 tep)	Economia por uso de fontes alternativas (1.000 tep)	Novo Consumo considerando eficiência energética + reciclagem + por substituição por GN + uso de fontes alternativas biomassa e solar (1.000 tep)
Gás Natural	2.196,78	300,40	3.704,96
Carvão Vapor	61,00		0,00
Lenha	51,00		39,68
Outras Fontes Primárias	100,00		77,80
Óleo Combustível	655,00	3,82	47,14
Gasolina	0,00		0,00
GLP	58,96		45,87
Carvão Vegetal	17,00		13,23
Outras F. Sec. Petróleo	2.301,00		0,00
Total	5.440,74	304,22	3.928,68

Fonte: Relatório Tema O

5.1.5 Redução ou Eliminação de Biomassas Não-Renováveis (de desmatamentos)

Esta medida objetiva a substituição de toda a biomassa não-renovável, representada pela lenha e carvão vegetal, por biomassas exclusivamente de plantações. Trata-se de medida de alto investimento e que exige prazo médio para efetivação, dado o período de 7 anos para o crescimento de árvores (em geral eucalipto). Certamente exige também um conjunto de incentivos, financiamento, leis, regulamentações e de ações efetivas de comando e controle, de forma a garantir sua implementação⁴⁴.

A redução ou eliminação de biomassa, aqui tratada, considera aquelas biomassas sem o caráter de renovabilidade, ou seja, biomassas que provêm de desmatamentos e que, portanto, também geram emissões de CO₂ a serem contabilizadas, originárias tanto do processo de queima propriamente dito quanto do estoque de carbono presente no solo (estas emissões upstream referentes ao estoque não estão quantificadas no presente estudo).

Portanto, a presente medida objetiva a substituição de biomassas não-renováveis remanescentes, na forma de lenha e carvão vegetal nativos, por uma biomassa integralmente renovável (plantada). A metodologia segue roteiro de cálculo semelhante ao do bloco da substituição por biomassa, visto anteriormente.

No caso da lenha não-renovável foram realizadas estimativas com base em dados da Associação Mineira de Silvicultura (AMS, 2008) e próprias, quando da adoção de índices de renovabilidade. Estes índices referem-se a quanto da biomassa atualmente empregada é de fato de origem renovável, e estão tratados com maior detalhe no item 3, adiante.

Para o carvão vegetal, empregado basicamente na siderurgia, a AMS (2008) indica que 50% deste seja proveniente de desmatamentos. Outras estimativas vão ainda além, quando se calcula a produção total de ferro-gusa no Brasil, podendo atingir índices de até 70% de carvão vegetal nativo⁴⁵. Este último valor foi o adotado no cômputo desta medida.

Similarmente à proposta formulada para a ampliação do uso da biomassa, a medida de eliminação da biomassa não-renovável seria implementada gradualmente a partir de 2017, acompanhando também a taxa de 3,7% de crescimento do setor. O plantio de florestas energéticas inicia-se em 2010 com árvores de crescimento rápido e de alta produtividade de biomassa por área. O cálculo, portanto, parte das quantidades de carvão e de lenha de origem não-renovável a serem suprimidas de 2017 a 2030 (em tep ou metros cúbicos) e obtém-se as áreas necessárias de plantio ano a ano. Na Tabela 51 estão indicadas as áreas totais necessárias para os plantios.

44 A proporção de biomassa não-renovável a ser substituída ou não em um cenário de baixo carbono pode variar significativamente, em função de um cenário de legalidade no qual as regulamentações atualmente em formulação sejam implementadas. Ou seja, no caso da coibição legal do uso do carvão vegetal não-renovável, a fonte de energia a ser substituída pelo carvão vegetal renovável proveniente de novos plantios seria o coque de carvão mineral.

45 Estimativas próprias e da Plantar.

Tabela 51 – Detalhamento das áreas necessárias e investimentos para lenha e carvão vegetal renováveis

Biomassa	Área necessária (mil hectares)	Percentual (%)	Investimento (mil US\$)
Lenha	1.445	37,8	3.323.861
Carvão Vegetal	2.379 *	62,2	5.470.639
Total	3.824	100,0	8.794.500

** Conforme explicado, a área referenciada (2,4 milhões ha) poderia substituir o uso de coque de carvão mineral, na medida em que um cenário de legalidade seja levado em consideração.*

Fonte: Relatório Tema O

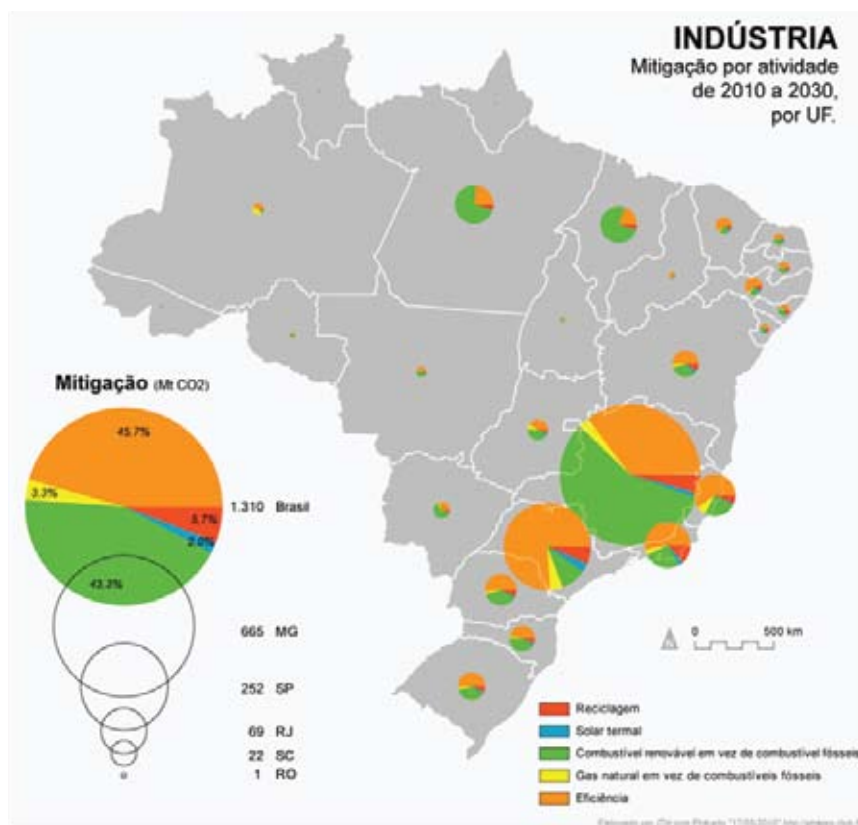
5.2 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento

A partir das premissas e considerações apresentadas no capítulo anterior foi possível estabelecer o cálculo ano a ano das emissões para o Cenário de Referência, as emissões CO₂ a serem abatidas para cada tipo de medida de mitigação para o Cenário de Baixo Carbono. A Tabela 52 apresenta os dados de cinco em cinco anos para estes cenários e emissões. No Cenário de Referência as emissões atingiriam 291,7 milhões de tCO₂ em 2030, valor cerca de 2,1 vezes superior à quantidade atual emitida.

No Cenário de Baixo Carbono, a partir da adoção das opções tecnológicas apresentadas, procedendo-se o cálculo do potencial ajustado (combinando-se as medidas de forma a não ocorrer sobreposições), as emissões atingiriam somente 176,3 milhões tCO₂ em 2030, valor 39,6% inferior às emissões neste ano com relação ao Cenário de Referência. Integrando-se todo o período de 2010 a 2030 (ano a ano) as emissões evitadas resultam em 1,379 bilhão tCO₂, valor que corresponde a um pouco mais de 10 vezes as emissões atuais (para um ano).

A Figura 5 mostra as reduções estimadas para o setor após as varias medidas de mitigação.

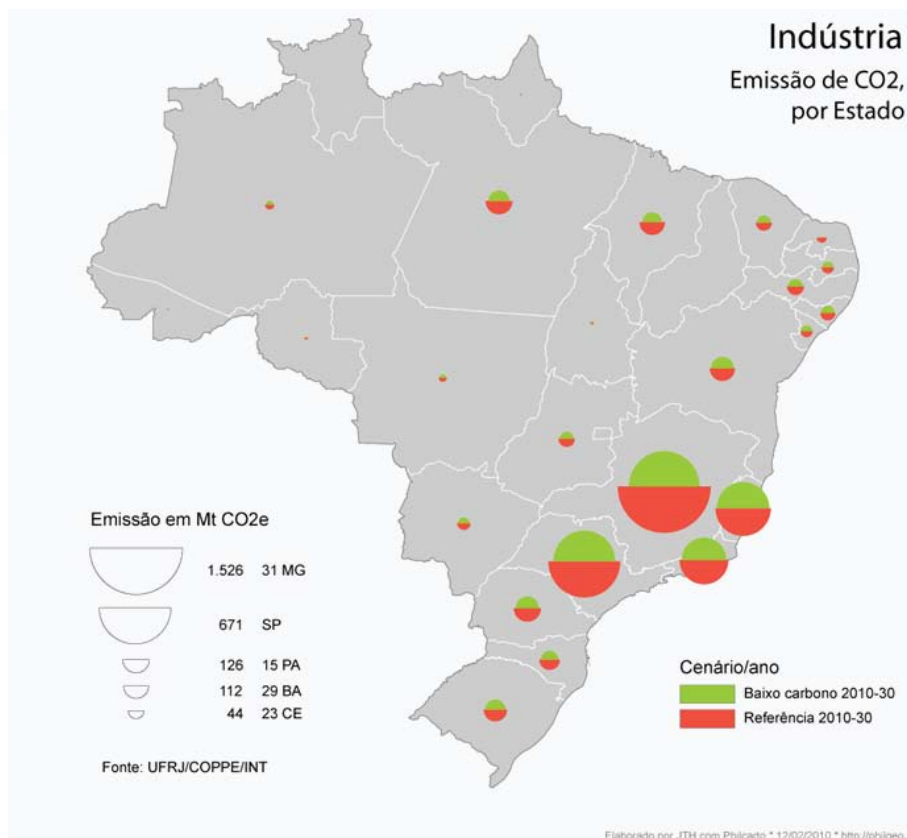
Figura 5: Mitigação por atividade, 2010 a 2030



A maior contribuição, equivalente 567 milhões tCO₂ ou 41,1%, se daria pela eliminação do emprego da biomassa não-renovável (lenha e carvão vegetal), onde se prevê a sua substituição integral pela biomassa plantada. As demais medidas de maior impacto são a recuperação de calor em fornos (20,5%) e a implementação de novos processos (9,8%).

Se considerado todo o bloco das medidas de eficiência energética, incluindo melhoria da combustão, todas as recuperações de calor/vapor, novos processos e outras medidas, o montante a ser abatido alcança 598 milhões tCO₂, que resultaria no principal bloco de mitigação, com 43,4%, seguido da eliminação da biomassa não-renovável (41,1%). A Figura 6 exibe a comparação das emissões do setor industrial entre os dois diferentes cenários entre 2010 e 2030.

Figura 6 – Comparação das emissões de CO₂ do setor industrial em 2010-2030 entre os cenários



Por fim, vale ressaltar que, quando consideradas as medidas específicas, somente o uso adicional de carvão vegetal renovável na siderurgia representaria 27,9% de todas as reduções de emissões no setor industrial (385 milhões de tCO₂ - ver Box 1). Além de retratar mais de um quarto do total de reduções de emissões estimadas nesse relatório, esse valor também se destaca na medida em que supera o segundo maior item de reduções de emissões (recuperação de calor - 20,6%), ficando atrás somente do bloco de medidas de eficiência energética quando agrupado.

Tabela 52 – 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)

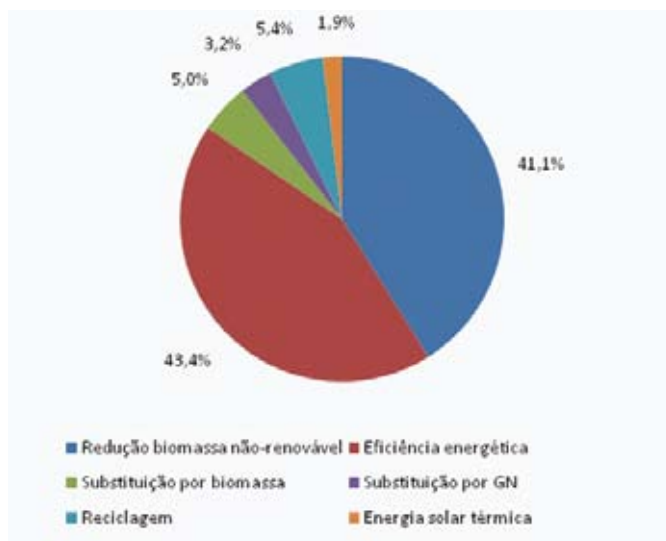
Linha de Base	2010	2015	2020	2025	2030	Acumulado (2010- 2030)	Participação %
	141.028	169.122	202.812	243.214	291.663	4.362.875	
Medidas de Mitigação							
Otimização da Combustão	0	4.541	5.446	6.531	7.832	105.216	7,6
Sistema Recuperação Calor	0	822	985	1.182	1.417	19.038	1,4
Recuperação Vapor	0	1.612	1.933	2.318	2.779	37.341	2,7
Recuperação Calor Fornos	0	6.849	16.427	19.699	23.624	283.035	20,5
Novos Processos	0	5.845	7.009	8.405	10.079	135.410	9,8
Outras Medidas UEE	0	792	949	1.138	1.365	18.338	1,3
Reciclagem	0	3.229	3.872	4.644	5.569	74.815	5,4
Substituição por GN	0	1.888	2.264	2.715	3.256	43.745	3,2
Energia Solar Térmica	0	1.112	1.333	1.598	1.917	25.752	1,9
Substituição por Biomassa	0	0	2.421	5.727	10.035	69.234	5,0
Redução Bio-massa Não-Renovável	0	0	36.678	41.787	47.476	566.993	41,1
Emissão Mínima Projetada	141.028	142.433	123.494	147.469	176.314	2.983.959	

Obs.1: as quantidades evitadas referem-se ao potencial líquido (ajustado).

Obs.2: a proporção de emissões evitadas pela substituição por biomassa e eliminação de biomassa não-renovável pode variar, conforme explicado no sub-item "a" da Seção 5.1.4.

Fonte: Relatório Tema O

Gráfico 4 – Contribuição percentual das medidas de mitigação com eficiência energética agrupada



Fonte: Relatório Tema O

Os custos de abatimento encontrados para a maior parte das medidas de mitigação apresentam valores negativos, considerando taxa de desconto de 8% ao ano, caracterizando-se por medidas sem arrependimento, conforme apresentado na Tabela 54.

Tabela 53 - Quadro geral das emissões evitadas de CO₂ e custos de abatimento por tipo de medida de mitigação

	Emissões Evitadas Totais (milhões toneladas CO ₂)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂) (taxa 8,0% a.a.)	Break-Even Carbon Price (US\$/tCO ₂) (taxa de 15% a.a.)
Otimização da combustão	105,216	-44,1	n/a
Sistemas recuperação calor	19,038	-91,7	n/a
Recuperação de vapor	37,341	-97,0	n/a
Recuperação calor /fornos	283,035	-25,6	n/a
Novos processos	135,410	2,1	173,6
Outras medidas de eficiência	18,338	-13,5	n/a
Reciclagem	74,815	-34,5	10,4
Substituição por gás natural	43,745	-20,2	68,9
Solar	25,752	-54,7	n/a
Uso de Biomassa Renovável substituindo fósseis	69,234	2,8	41,8
Redução / eliminação de Bio-massa não-renovável	566,993	2,9	41,8

Fonte: Relatório Tema O

BOX 1 - A questão da biomassa no setor siderúrgico

Conforme apresentado, o setor de ferro e aço no Brasil tem um papel de destaque dentro do setor industrial com relação ao uso de energia e emissões de GEE. As emissões de CO₂ neste segmento atingem 45% das emissões totais deste gás no setor, valor equivalente a 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 126 milhões de tCO₂ neste ano, caso seja mantido o atual perfil energético do setor, nenhuma medida de mitigação venha a ser tomada e persistam os atuais altos níveis de uso de carvão vegetal não-renovável (extraído de matas virgens de maneira insustentável).

Além das medidas de eficiência energética, que geralmente apresentam boa atratividade econômica e custo marginal de abatimento de CO₂ negativo (à exceção de alguns novos processos tecnológicos), as medidas referentes ao emprego de carvão vegetal renovável como “biocombustível sólido” representam uma boa oportunidade para o abatimento de emissões de carbono no setor siderúrgico. Podem contribuir para a substituição parcial do coque mineral e o banimento do carvão vegetal 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, deve ocorrer uma migração dos produtores de ferro-gusa para o carvão mineral, considerando a ausência de estoques suficientes de florestas plantadas. Assim, o efeito danoso do desmatamento poderá ser amenizado, mas persistirão as emissões de CO₂ pelo emprego de um combustível fóssil.

Portanto, as duas medidas apresentadas no presente estudo sobre o emprego de biomassa (substituição de carvão mineral e de carvão vegetal não-renovável) podem também ser consideradas em conjunto, já que a principal decisão de investimento necessária em ambos os casos é a mesma (investimento em plantios florestais) e que os fatores de emissão de carbono nos alto-fornos são muito próximos. Ou seja, o uso adicional de carvão vegetal renovável no setor siderúrgico resultaria em um abatimento de 385 milhões de toneladas de CO₂ no período de 2010 a 2030 (ver Tabela 54), independentemente das referidas reduções de emissões serem alcançadas por meio da substituição de carvão mineral ou de carvão vegetal não-renovável. Esse valor equivale, somente no setor siderúrgico, a 27,9% das 60,5% das emissões totais a serem abatidas em todo o setor industrial completo) (ver Tabela 55). 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 aqui adotado para o “potencial de mitigação ajustado”. Esses valores também não incluem o estoque de CO₂ nos maciços florestais, que foi estimado no escopo do relatório de LULUCF.

Por outro lado, se considerada a adoção das duas medidas referentes à biomassa em conjunto, e sem o abatimento prévio de medidas anteriormente citadas, seria obtido o chamado potencial bruto de abatimento, ou seja, equivalente a aproximadamente 474,0 milhões tCO₂ somente no setor siderúrgico para o período de 2010-2030 (vide Tabela 56). Entretanto, como mencionado anteriormente, a consecução dessa medida requer a

implementação de um amplo conjunto de políticas públicas capazes de ampliar as áreas de plantio de florestas para a produção de carvão vegetal, aumentando o investimento necessário (ver relatório especial sobre o uso de carvão vegetal renovável na siderurgia para a análise completa).

Tabela 54 – Emissões de CO₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 por medidas de mitigação a partir do emprego de biomassa renovável (potencial ajustado)

Medidas de Mitigação	Substituição de fósseis por Biomassa		Eliminação de Biomassa Não-Renonável		TOTAL	
	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%
Siderurgia	62.457,650	90,2	322.447,875	56,9	384.905,525	60,5
Outros setores	6.776,369	9,8	244.544,861	43,1	251.321,230	39,5
Total	69.234,019	100,0	566.992,736	100,0	636.226,755	100,0

Fonte: Relatório Tema O

Tabela 55 – Emissões de CO₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 pelo uso de carvão vegetal renovável na siderurgia diante do conjunto de medidas de mitigação (potencial ajustado)

	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	Redução de emissões CO ₂ (%)
Uso de carvão vegetal renovável na siderurgia	384.905	27,9
Outras medidas em todos os setores (inclusive siderurgia)	994.095	72,1
Total	1.379.000	100,0

Fonte: Relatório Tema O

Tabela 56 – Emissões de CO₂ a serem abatidas no período de 2010-2030 por medidas de mitigação a partir do emprego de biomassa renovável (potencial bruto)

Medida de Mitigação	Substituição de fósseis por Biomassa		Eliminação de Biomassa Não-Renonável		TOTAL	
	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%	Redução de emissões CO ₂ (mil t)	%
Siderurgia	99.772,604	21,0	374.252,161	78,9	474.024,765	100,0

Fonte: Relatório Tema O

5.3 Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono

As principais ações no Brasil voltadas para o **setor industrial** têm focado a área de eficiência energética e o uso do gás natural, que tem substituído energéticos mais poluentes. As principais ações têm se dado no âmbito dos programas Conpet e Procel, de ações através da Lei de Eficiência Energética e nos planos para a expansão da oferta de gás natural, além de algumas iniciativas voluntárias de alguns segmentos e de empresas.

Outras medidas, no entanto, embora do ponto de vista ambiental se mostrem vantajosas, têm tido algumas dificuldades e barreiras, inclusive de ordem econômica. Nos programas citados há ainda lacunas e alguma deficiência no quadro regulatório e legal, como também incentivos ainda deficientes.

5.3.1 Eficiência Energética

A ineficiência energética no setor industrial ocorre geralmente em muitas situações. Pode ser originária de processos ou de equipamentos desatualizados tecnologicamente, dimensionamento equivocado destes, operação incorreta ou ineficiente, manutenção inadequada e outros. Logo, é possível considerar medidas de eficiência energética mais simples e de baixo custo (ou mesmo sem custo), que podem ser viabilizadas através de informação e de assistência técnica adequada. Mas há também medidas que envolvem a substituição de processos completos, que além da informação adequada e do aprendizado por parte das empresas, irão representar custos elevados.

O quadro de desperdício de energia e de baixa eficiência energética se reflete em baixa produtividade, perda de competitividade, com reflexos no aumento da poluição atmosférica local e das emissões de gases de efeito estufa. A perda da competitividade, por sua vez, é que tem sido o fator que em muitos casos tem impulsionado as empresas a se moverem em prol da incorporação de processos e equipamentos mais eficientes.

Muito tem sido discutido nas últimas duas décadas sobre os motivos da não implementação de medidas de eficiência energética no Brasil, onde se inclui o setor industrial (GELLER *et al.*, 2004; JANNUZZI, 2000). Geralmente as possibilidades técnicas têm prazos de retorno curtos e apresentam taxas internas de retorno bastante atrativas para as empresas. Mas mesmo assim, tais medidas têm sido colocadas em segundo plano pelas empresas, que optam por empregar recursos preferencialmente em outras partes de seus processos produtivos ou em outros empreendimentos, preterindo os investimentos em conservação de energia.

A falta de prioridade dos investimentos em conservação de energia tem origem principalmente no baixo custo dos energéticos ou a baixa representatividade destes sobre a estrutura global de custos das empresas, à exceção dos setores de alta intensidade energética (siderurgia, papel e celulose, vidro e outros). As barreiras para a não penetração da eficiência energética incluem ainda: falta de informação, inexistência ou incentivos deficientes, baixa articulação entre agentes, baixa capacitação técnica, aspectos culturais, dentre outros fatores.

A informação técnica limitada tem se mostrado um gargalo importante. 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, resultados esperados, 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.

Os incentivos aparentam ser deficientes. Poderiam compreender linhas de financiamento mais atrativas e ágeis⁴⁶, depreciação mais acelerada de equipamentos, redução de encargos e taxas para produtos mais eficientes (como há para veículos mais econômicos, por exemplo), desoneração ou redução de impostos para empresas mais eficientes etc.

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, salvo as ações do Procel na área de motores elétricos. Com relação ao uso de combustíveis no setor industrial, pontos que deveriam estar cobertos no Conpet, praticamente não foram desenvolvidas ações de maior envergadura. Na verdade a Petrobras, coordenadora do programa, tem se visto diante de um dilema durante anos. Seu objetivo como empresa privada é o de fomentar vendas e de maximizar lucro, mas, pelo seu viés público, poderia ser contribuir de forma mais efetiva com questões ambientais e sociais. Com relação ao gás natural, o mesmo vem acontecendo desde 1999 com o aumento da oferta do gás boliviano. O objetivo da empresa, inclusive das de distribuição de gás, tem sido o de fomentar o mercado e não o de diminuir demanda ou consumo. Assim, muitas conversões para o gás natural privilegiaram a minimização de custos de investimentos de forma a aumentar a atratividade econômica dos empreendimentos, deixando de lado as tecnologias mais atualizadas e eficientes.

5.3.2 *Reciclagem e Economia de Materiais*

A reciclagem no Brasil vem evoluindo de forma autônoma, porém induzida por grandes corporações, em alguns segmentos, que veem nos produtos residuais recicláveis ganhos econômicos importantes diante da aquisição de matérias-primas virgens e pela economia de energia que pode existir. Esse é o caso do setor de alumínio, vidro, siderúrgico, papel e celulose e cimento.

As principais barreiras situam-se na limitação de financiamentos (o custo da coleta seletiva é elevado), o baixo engajamento de municípios e ainda pela 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, como consequência, a oferta de sucata também diminui.

5.3.3 *Substituição Inter-Combustíveis (fóssil por fóssil)*

A substituição de fontes fósseis como o carvão mineral, o óleo combustível e o coque de petróleo por gás natural apresenta três dificuldades principais: volume do gás disponível no momento, limitação da malha de distribuição e preço do gás, que em muitas situações não é competitivo com outros energéticos.

O aumento da oferta de gás natural esbarra na limitação do aumento da produção e da rede de transporte. Em 2008, com o setor industrial aquecido, havia um estrangulamento por parte da oferta. Este quadro, entretanto, tende a ser equacionado pela entrada de unidades de GNL e pelo aumento de produção interna na região Sudeste.

A malha de distribuição exige investimentos de vulto e financiamento. Desenvolver mercados de forma antecipada tem sido uma política praticada por várias empresas, 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.

46 Vale mencionar que, quando existe a possibilidade de financiamento, o que se exige para uma pequena empresa em termos de documentação e garantias é tão complexo quanto para grandes corporações.

5.3.4 Uso de Fontes Alternativas de Energia e Redução de Biomassas Provenientes de Desmatamento

As fontes renováveis enfrentam barreiras de diversos tipos. No caso das biomassas (lenha e carvão vegetal) há dificuldades pelo lado da oferta diante de limitações de crédito e pelo baixo preço praticado pelo lado da oferta das biomassas de desmatamento. Soma-se a estes pontos a questão do alto custo da terra, a competição com outros usos, e distâncias existentes dos empreendimentos florestais para alguns polos industriais, que podem tornar o transporte extremamente caro. Este quadro determina uma oferta limitada como também desmotiva grandes empreendimentos.

Uma dificuldade adicional encontra-se no campo social, uma vez que muitos trabalhadores informais vivem das atividades ilegais de desmatamento e de produção do carvão vegetal. Ou seja, não bastaria ter legalizada a parte florestal e de produção de carvão, mas também cuidar da inserção destas pessoas nas novas atividades ou compensá-las de outras formas.

No caso da energia solar aparentemente existe um conjunto de fatores, dentre eles 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.

5.4 Medidas Existentes e Propostas

O setor industrial brasileiro conta há algumas décadas com diversos mecanismos de financiamento e incentivos, geralmente voltados para o aumento da capacidade produtiva, modernização, temas ligados a tecnologias de ponta e setores estratégicos, substituição de importações, e também, desde os anos 70, com linhas especiais de apoio a tecnologias relacionadas à energia, aplicadas ao setor.

Estes incentivos e financiamentos têm sido concedidos através do BNDES, especialmente do Programa Finame (BNDES, 2009b)⁴⁷, criado para a aquisição de bens de capital de um modo geral, mas que podem prover fundos para equipamentos de eficiência energética, cogeração, uso de gás natural e outros energéticos, fontes alternativas, dentre outros. Ainda no BNDES há o Programa Proesco, que apoia financeiramente os serviços de consultoria das empresas de eficiência energética (*Escos - energy saving companies*).

Em paralelo aos fundos do BNDES, contudo com volume de recursos bem menores, a indústria pode acessar linhas específicas de recursos, reembolsáveis ou não, através da Finep, voltados para projetos de 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 CT-Petro⁴⁸, cobre a área de petróleo e gás natural, enquanto o CT-Energ⁴⁹ abrange o setor de energia como um todo. Estes fundos são alimentados de recursos 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 parceria com universidades e/ou centros de pesquisa, ou de forma direta, via programas chamados de “subvenção”.

47 O BNDES/Finame 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. 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.).

48 CT-Petro - recursos provenientes de 25% da parcela do valor dos royalties que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural.

49 CT-Energ - recursos provenientes de 0,75% a 1% sobre o faturamento líquido das empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A Tabela 57, a seguir, apresenta um quadro resumo dos recursos necessários para a implementação integral do conjunto das opções de mitigação avaliadas, considerando uma estimativa da distribuição dos investimentos em grandes blocos – maquinários e equipamentos, serviços, capacitação e outras atividades.

Tabela 57 – Estimativa de distribuição dos recursos necessários

Opção de Mitigação	Estimativa da distribuição dos recursos totais / financiamento (%)	Lócus	Investimentos Líquidos (VP) (milhões US\$)
Eficiência Energética	- Equipamentos e maquinário (97,0%) - Capacitação R.H. (1,0%) - P&D (2,0%)	Federal / BNDES, Senai, Universidades Finep / MCT	23.946,289
Reciclagem	- Equipamentos para coleta e empresas processadoras (25%) - Programa de coleta seletiva (60%) - Programa de educação/conscientização (15%)	Federal / BNDES	156,776
Troca inter-combustíveis	- Redes de GN e gasodutos (93%) - Financiamento de conversões nas empresas (5%) - P&D (2%)	Petrobras / BNDES / empresas de distribuição BNDES / empresas de distribuição / recursos próprios Finep / MCT	1.831,869
Uso de Biomassa	- Equipamentos e maquinário (19%) - Ampliação de florestamento para fins energéticos (79%) - P&D (2%)	Federal / BNDES Finep / MCT	1.366,977
Energia Solar	- Equipamentos (98%) - P&D (2%)	Federal / BNDES Finep / MCT	734,671
Redução / Eliminação da Biomassa Não-Renovável	- Ampliação de florestas energéticas (97%) - Ampliação da capacidade de produção de carvão vegetal legal (2%) - P&D (1%)	Federal / BNDES Finep / MCT	5.294,247
RESUMO			
Total equipamentos	US\$ 26.147,91 x 10⁶		78,4%
Total serviços / capacitação	US\$ 6.572,38 x 10⁶		19,7%
Total P&D	US\$ 610,54 x 10⁶		1,8%
Total			33.330,829

Fonte: Relatório Tema O

De qualquer forma, diante dos montantes a serem investidos indicados no presente estudo, necessários para a mitigação das emissões de CO₂, um grande esforço deverá ser feito.

5.4.1 Eficiência Energética

Diante do quadro de barreiras e para a implantação das medidas de eficiência energética, são sugeridas as seguintes medidas:

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 programa de auditorias energéticas que poderia resultar 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 têm programas que contemplam este tipo de informação tecnológica.

iii) Desenvolver trabalho de articulação entre agentes envolvidos (empresas, bancos, consultoria e outros).

iv) Promover incentivos via alteração (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 tecnológica 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) Fomentar o mercado de *Escos* (neste aspecto existem linhas de apoio financeiro através do BNDES Proesco).

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 (CT-Petro e CT-Energ).

xii) Ampliar transferência de tecnologia 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) e outros, programas de certificação para empresas energeticamente eficientes, possivelmente derivados da ISO 14.000.

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 com o tema, como por exemplo: sobretaxar ou criar pequena alíquota de imposto sobre processos ineficientes e que operem com combustíveis de alto fator de emissão, de forma a criar fundo para a mitigação ou de pesquisa e inovação para o combate às emissões.

O lócus destes pontos estaria centrado no MME, mas com forte interação com o MDIC, MCT e MMA, além dos agentes econômicos e de fomento, como o BNDES e a Finep.

Tabela 58 – Quadro-resumo das políticas propostas para eficiência energética

Política proposta	Categoria	Tipo de Instrumento	Lócus	Fonte de financiamento
Sistema de informações e disseminação	Incremental	Programas	Federal	Federal
Articulação entre agentes	Incremental	Regulamentos	Federal	Federal
Financiamento	Retificativa / Incremental	Regulamentos	Federal	Federal
Incentivos fiscais (redução de IPI, depreciação acelerada, redução de impostos de importados)	Retificativa / Incremental	Lei / regulamentos	Federal	Federal
Capacitação RH	Incremental	Programas	Federal	Federal
Recursos em P&D	Retificativa	Lei	Federal	Federal / mercado
Extensão tecnológica	Retificadora	Programas	Federal	Federal / mercado
Estabelecimento de índices mínimos	Retificativa	Lei / regulamentos	Federal	Federal
Programa de etiquetagem	Retificativa	Lei / regulamentos	Federal	Federal / mercado
Revisão/ampliação do Conpet	Retificativa	Lei	Federal	Federal

Fonte: Relatório Tema O

5.4.2 Reciclagem e Economia de Materiais

i) Apoiar / financiar associações, cooperativas de reciclagem de material usado.

ii) Criar / incentivar programas de coleta seletiva em cidades de médio e grande porte (papel, vidro, metais e plásticos).

iii) Incentivar empresas que operam como elo entre a coleta de sucata e o fornecimento para empresas, fazendo o trabalho de triagem, classificação e limpeza.

iv) Criar ou incentivar programas de reciclagem com maior visibilidade para mídia, tais como selos e certificados verdes para produtos reciclados.

No caso da cerâmica, a proposta de promover a capacitação das empresas em programas de redução de perdas e melhoria da qualidade.

Tabela 59 – Quadro-resumo das políticas propostas para reciclagem de materiais

Política proposta	Categoria	Tipo de Instrumento	Lócus	Fonte de financiamento
Financiamento de cooperativas e empresas de processamento	Incremental	Programas	Federal	Federal
Ampliação da coleta seletiva	Retificativa	Lei / Regulamentos	Federal, estados e municípios	Federal
Selo verde p/ reciclados	Retificativa / Incremental	Regulamentos	Federal	Federal
Incentivos fiscais (redução de IPI)	Incremental	Lei / regulamentos	Federal	Federal
Disseminação p/ conscientização	Incremental	Programas	Federal, estados e municípios	Federal

Fonte: Relatório Tema O

5.4.3 Substituição de Fontes Fósseis por Gás Natural

As políticas propostas se resumem a:

i) Acelerar a construção de gasodutos e da rede de distribuição nos estados com maior concentração de polos 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.

5.4.4 Ampliação do Uso de Fontes Renováveis e Redução do Uso de Biomassas Não-Renováveis

Conforme comentado, se de um lado o uso da biomassa é interessante para o meio ambiente, por outro pode ser extremamente ruim, caso a biomassa seja proveniente de desmatamentos. As medidas para incrementar a participação da biomassa renovável são complexas, exigindo ações multidisciplinares, que envolvem medidas de comando e controle (fiscalização), redefinição de regras e leis, compensações financeiras, e, principalmente, financiamento de longo prazo para formação e manutenção de florestas energéticas (rotações de 7 anos e ciclos de até 21 anos). A principal dificuldade se refere ao aumento de oferta de biomassa plantada, e da melhor inclusão da lenha e do carvão vegetal renováveis como biocombustíveis na política energética brasileira. Muito embora a principal barreira seja a falta de florestas plantadas, é igualmente importante coibir a produção e o consumo de carvão vegetal não-renovável, que gera degradação ambiental e concorrência predatória. Além de ações de fiscalização em relação ao uso ilegal de carvão vegetal não-renovável, sugere-se também a substituição integral dos fornos do tipo “rabo-quente”, comuns na área rural, por fornos com tecnologias mais modernas e eficientes. Apesar de a porta de entrada para o desmatamento estar intimamente relacionada à 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. Além disso, processos ultrapassados de carbonização emitem grandes quantidades de gases tóxicos, que além de poluir causam sérios problemas de saúde para os trabalhadores. Logo, a proposta é de que se incentive e financie tecnologias mais modernas de carbonização, que também possam ser aplicadas a empresas de maior porte, plenamente estabelecidas e controladas, para a produção legal de carvão vegetal renovável no Brasil, levando à extinção dos fornos rudimentares citados. Porém, de outro lado, o pequeno produtor rural, que atualmente talvez não tenha outra fonte de renda, precisa estar considerado no novo modelo, quer através de mecanismos compensatórios, quer pelo seu engajamento nas novas atividades, por exemplo como colaborador direto ou fornecedor integrado a indústrias bem organizadas no setor, ou ainda como fiscal de reservas e de matas virgens.

De toda sorte é razoável imaginar que boa parte das propostas aqui apresentadas e dos volumes de recursos necessários poderão 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) Financiar empreendimentos de florestas energéticas para a produção de lenha para fins combustíveis e carvão vegetal renovável.

ii) Integrar o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto 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).

iii) Financiar em condições especiais para a aquisição de equipamentos industriais para o uso destes energéticos (picadores, fornos, caldeiras etc.).

iv) Reduzir drasticamente o IPI para os produtos de uso de energia solar (coletores para aquecimento de água/ar e painéis para a energia fotovoltaica).

v) Destinar recursos de P&D para o desenvolvimento de equipamentos industriais alimentados pela energia solar (secadores).

Tabela 60 – Quadro-resumo das políticas propostas para substituição inter-combustíveis e uso de fontes renováveis

Política proposta	Categoria	Tipo de Instrumento	Lócus	Fonte de financiamento
Financiamento de equipamentos / florestas	Retificativa	Programas	Federal	Federal
Estímulo ao MDL como mecanismo de fomento adicional	Incremental	Programas	Federal e estados	Federal e estados
Recursos para P&D	Retificativa	Lei / Regulamentos	Federal	Federal
Incentivos fiscais (redução de IPI)	Retificativa	Lei / regulamentos	Federal	Federal
Combate à biomassa de desmatamento	Retificativa Incremental	Lei / regulamentos / programas	Federal, estados e municípios	Federal, estadual, municipal e setor privado

Fonte: Relatório Tema O

6 Oferta de Energia – Setor de Produção de Petróleo, Gás e Produtos Refinados: Refino e GTL

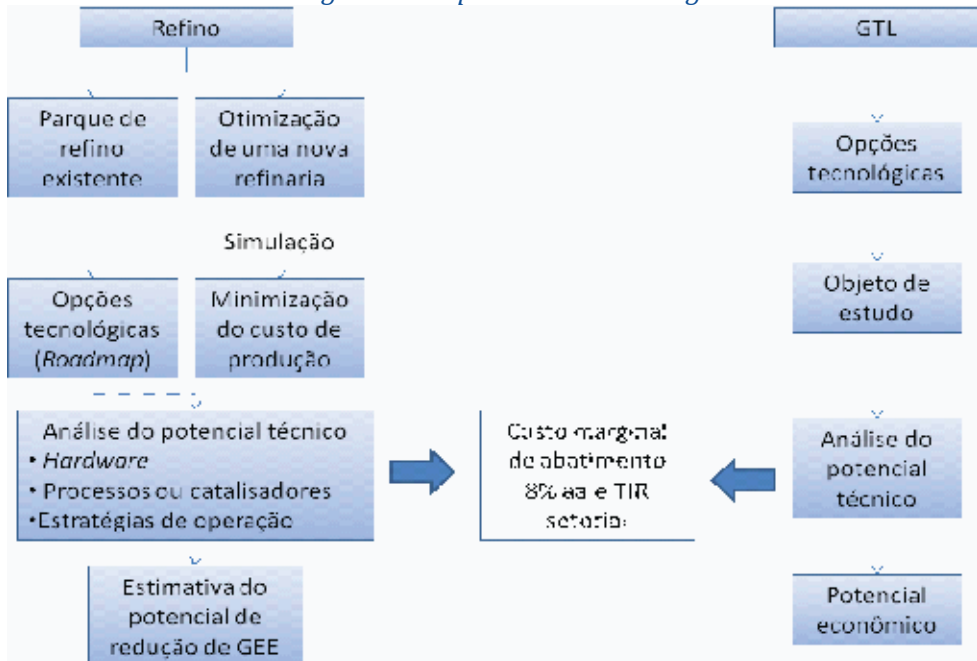
6.1 Opções de Mitigação

O objetivo do Tema N é desenvolver estudos para elaboração de um Cenário de Referência nacional até 2030, que incorpore potenciais de redução de emissão de gases de efeito estufa no Brasil, nas atividades de refino de petróleo e de produção de gás natural associado. Para o refino de petróleo serão estudadas alternativas, tanto para o parque de refino existente quanto para a expansão prevista para este parque. No caso do gás natural, serão consideradas alternativas de monetização de reservas de gás que vêm sendo queimadas ou ventiladas durante a produção de petróleo. Neste caso, será dada ênfase à opção tecnológica *gas-to-liquid* (GTL).

Embora sejam tratados separadamente, estes temas estão correlacionados na medida em que os produtos da rota *gas-to-liquid* (GTL) devem se inserir na cadeia dos derivados de petróleo, podendo, inclusive, afetar as estratégias ótimas de refino de petróleo. Não obstante, é interessante distinguir os dois temas de trabalho, de forma a tratá-los com mais rigor. Portanto, este documento tratará separadamente do refino de petróleo e do Setor de Gás Natural, enfatizando, como definido na proposta do estudo, o uso do processo GTL, para redução de queima/ventilação de gás em plataformas.

Os estudos de refino de petróleo e GTL serão inseridos na análise dos cenários de longo prazo do sistema energético brasileiro, visando contribuir para a avaliação sistêmica das opções de mitigação de emissões de carbono no Brasil. A Figura 7 mostra um esquema das etapas da metodologia utilizada no estudo.

Figura 7 – Esquema da Metodologia



Fonte: Relatório Tema N

6.1.1 Parque de Refino Existente

Conforme Petrick e Pellegrino (1999), no médio para o longo prazo, é possível estabelecer uma meta de redução de uso de energia em refinarias entre 15 e 20% (e consequentemente em emissões de CO₂). A recuperação e o reaproveitamento de resíduos térmicos apresentam-se como a principal opção no curto prazo, enquanto a mitigação de incrustações e novas tecnologias de refino têm importância crucial em médio e longo prazos.

111

a) Integração energética e recuperação de calor

A integração energética e a recuperação de calor em refinarias são a principal opção para redução do seu auto-consumo de combustíveis no curto prazo. Não existem grandes esforços de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) associados a estas opções. Mais do que isso, plantas químicas no Brasil e em outras partes do mundo já adotam técnicas de integração energética com êxito (SZKLO, SOARES, TOLMASQUIM 2004). Especialmente para refinarias, importantes diferenças de temperatura entre correntes frias e quentes indicam a possibilidade de integração energética, reduzindo a necessidade de aporte externo de calor ou frio. Aliás, um efeito secundário positivo desta integração é a simultânea redução dos efluentes líquidos, sobretudo devido ao menor uso de resfriamento por contato direto – *quench*; e à menor necessidade de *make-up* de água de caldeira. Entre as medidas associadas ao gerenciamento da energia térmica de uma refinaria, destacam-se:

Uso do calor exausto, de baixa qualidade, em ciclos de refrigeração por absorção (OLIM *et al.* 2002);

Uso de resíduos térmicos para pré-aquecer cargas;⁵⁰

Integração energética e/ou mássica (água e hidrogênio), usando-se basicamente Técnicas Pinch (HALLALE 2001; CTEC 2003);

Melhoria de queimadores associada ao melhor controle de queima (API 2000);

Alimentação direta de “produtos intermediários” a processos, sem resfriamento e estocagem, visando recuperar parte do calor residual nestes produtos. Por exemplo, a energia térmica dos produtos da coluna de destilação podem ser recuperados diretamente nas unidades *downstream*, quando mais contínua for a sequência de processos, evitando resfriamento e estocagem (EIPPCB 2001);

Uso de bombas de calor (WORRELL & GALITSKY, 2005);

Aumento da turbulência nas superfícies de troca térmica;

Isolamento de redes de condução de calor;

Adoção de um sistema de gerenciamento do vapor (WORRELL & GALITSKY, 2005).⁵¹

Em linhas gerais, através do uso de Técnicas Pinch, foram verificadas reduções no uso de energia em refinarias da ordem de 20% (PETRICK E PELLEGRINO, 1999); (EIPPCB 2001). Contudo, conforme (HALLALE 2001; CTEC 2003), valores típicos devem se situar entre 10 e 25% (como percentagem do consumo total de combustível apenas). Finalmente, (ALSEMA 2001) estima que 2% da redução do consumo de combustível em uma refinaria podem advir

50 Por exemplo, sistemas de recuperação de calor podem recuperar o calor produzido em processos de coqueamento.

51 Por exemplo, a qualidade do vapor usado no stripping, na geração de vácuo, atomização, etc., é normalmente perdida para a água de resfriamento ou para atmosfera. Normalmente, vapor para stripping é usado para garantir a especificação de temperatura de ignição (flash point) e melhorar o fracionamento de produtos, aumentando o rendimento das unidades de refino.

de uma melhor recuperação de calor; e, implementando-se técnicas Pinch para integração energética, este número chegaria a 6%, segundo este autor. (DE BEER 1998) concorda com estes números, estimando um potencial de redução com Pinch energético de 5% em refinarias holandesas, a baixo custo (menor do que 10US\$/GJ).

Por sua vez, dois estudos desenvolvidos na refinaria Replan (AMORIN 2005; OLIM *et al.* 2002) e um estudo desenvolvido na Reduc (SCHOR 2006), analisaram o potencial técnico de uso de Técnicas Pinch em refinarias brasileiras para energia (integração energética) e água (integração mássica).

Embora ressaltem que as redes de integração energética e mássica são opções viáveis no curto prazo para as duas refinarias brasileiras, os estudos destacam também que nem todas as correntes quentes estão disponíveis para troca térmica. Produtos voláteis que devem ser rapidamente resfriados por contato direto com água (*quench*), correntes intermitentes (OLIM *et al.* 2002), correntes quentes contendo sólidos em suspensão (como catalisadores), podem ser citados como exemplo. Finalmente, algumas correntes de elevada exergia térmica (como os gases exaustos do FCC) são de difícil recuperação, pois se encontram em partes inacessíveis da refinaria (OLIM *et al.* 2002).

De acordo com a simulação de Moreira *et al.* (2008) da aplicação da técnica Pinch a uma refinaria brasileira, seria possível uma redução de cerca de 60% do consumo na torre de destilação. Considerando-se a participação estimada da DA no consumo de energia final de refinarias brasileiras, média do refino nacional igual a 28%, em 2015, essa redução de consumo na unidade corresponderia a uma redução final de, aproximadamente, 17%.

Em algumas refinarias (Amoco, Agip [Itália], BP, Chevron, Exxon [na Holanda e no Reino Unido], e Shell [em várias plantas europeias]) onde a técnica Pinch foi aplicada, foram identificadas economias entre 20 e 30%, porém a faixa economicamente compensatória seria entre 10 e 15% (WORRELL & GALITSKY 2005).⁵²

Assim, a primeira opção para a aplicação de redes de integração energética em refinarias é a coluna de destilação atmosférica, que processa grandes volumes de carga e demanda grande quantidade de energia. Na coluna da Replan, por exemplo, a variação de temperatura se dá entre 124 oC e 350 oC para o diesel (vazão de 80,5 kg/s), de 165 oC para 350 oC para o QAV (vazão de 16,6 kg/s), de 304 oC para 350 oC para gasóleos leves (vazão de 8,3 kg/s). Os primeiros dois produtos deixam a coluna de destilação para serem hidrotratados, enquanto o último segue para o FCC.

Adicionalmente, além da introdução de redes otimizadas de troca térmica em refinarias brasileiras, o uso de calor rejeitado de média para baixa qualidade para gerar frio em ciclos de absorção também pode ser uma alternativa interessante. Neste caso, por exemplo, a corrente fria gerada poderia ser usada no sistema de produção de vácuo da coluna de destilação a vácuo, aumentando também a eficiência desta coluna.⁵³

Em resumo, considerando-se apenas a integração energética e a recuperação de calor em refinarias brasileiras e usando-se os dados obtidos em duas grandes refinarias nacionais, pode-se avaliar um potencial de redução de consumo de combustíveis da ordem de 10% (sobre o total de combustíveis consumido) a um custo de implementação, baseado em Alsema (2001), de aproximadamente 9 EUR/GJ ano, para um projeto de 15 anos de vida útil com taxa de 15% a.a.. Interessa notar que cerca de 90% destes custos derivam de investimentos no início do projeto.

52 Por exemplo, a qualidade do vapor usado no stripping, na geração de vácuo, atomização, etc., é normalmente perdida para a água de resfriamento ou para atmosfera. Normalmente, vapor para stripping é usado para garantir a especificação de temperatura de ignição (flash point) e melhorar o fracionamento de produtos, aumentando o rendimento das unidades de refino.

53 Para maiores detalhes, vide Hallale (2001), Linnhoff *et al.* (1992) e Linnhoff (1994).

Esse valor pode ser considerado ligeiramente conservador se comparado com os valores provenientes da simulação de Moreira *et al.* (2008), entre 15 a 21%.⁵⁴

b) ***Controle de incrustações***

A definição da temperatura de *approach* e do Pinch Point no desenho de redes de troca térmica são bastante afetadas pelo controle de incrustações. Em redes de troca térmica com incrustações, o *approach* pode chegar a 40°C (CTEC 2003), quando valores típicos em refinaria estariam entre 10 e 20°C. A incrustação, que reduz a eficiência térmica e a capacidade de transferência de calor, é de difícil prevenção, pois os mecanismos de sua formação ainda não são completamente conhecidos (API 2000). Assim, importa controlar as incrustações de trocadores de calor em refinarias, que, além de reduzirem a área de troca térmica, causam problemas de manutenção e riscos de acidentes.

Neste caso, o processo de dessalgação assume importante papel na redução do consumo energético da refinaria, ao remover sais e contaminantes da sua carga. Interessantemente, trata-se de uma situação ambivalente, porque a melhoria da troca térmica também afeta positivamente a dessalgação, porquanto este processo tem sua eficiência associada a operações dentro de uma faixa ótima de temperatura. Trocadores de calor com perda de área de troca térmica, devida a incrustações, não garantem o alcance desta faixa ótima, limitando a capacidade de remoção de sais e metais da unidade de dessalgação (Jacobs 2002). Isto leva a perdas de óleo, que contaminam o efluente líquido da unidade, e a teores de contaminantes relativamente elevados na carga.

Uma estimativa do início dos anos 80, para uma refinaria típica de então, com capacidade de processamento primário de 100 Mbpd, indicou que o auto-consumo de energia poderia ser 30% menor na destilação atmosférica, se controlasse o problema das incrustações nos trocadores de calor (EXXON 1981). Um estudo mais recente, porém, levou a um menor potencial de redução do auto-consumo de energia, devido ao controle de incrustações, ainda que significativo, igual a 10% (ANL, 1998). Ainda assim, segundo (BAILEY, 1999), somente a indústria de refino de petróleo dos Estados Unidos gasta 2 bilhões de dólares por ano com problemas associados à incrustação.

Contudo, a diversidade cada vez maior da carga processada, com uso frequente de óleos não convencionais, dificulta o processo de desenvolvimento de métodos anti-incrustação. Particularmente importantes, neste caso, tornam-se os estudos de estabilidade térmica e solubilidade de asfaltenos e ácidos naftênicos e o desenvolvimento de compostos químicos anti-incrustantes e de remoção de escamas, que não afetem a qualidade dos produtos da refinaria. Estes desafios são explicados pelo fato de que o fenômeno da incrustação decorre de diferentes processos e mecanismos (BOTT, 2001), e também é função do projeto da rede de troca térmica.

Em resumo, a incrustação em redes de troca térmica é um gargalo para a aplicação de sistemas de recuperação de calor. Os ganhos de redução de consumo de combustíveis apenas com o controle de incrustação foram estimados em 2% para refinarias norte-americanas (PETRICK E PELLEGRINO, 1999) – valor que se coaduna com os obtidos em Negrão, Madi e Massoqueti (2004) para o Brasil. Um valor maior, porém, é fornecido em Panchal e Huangfu (2000), indicando a necessidade de novos estudos. Estes autores analisaram os efeitos da incrustação em uma coluna de destilação atmosférica de 100 kbpd e encontraram um consumo adicional de 13,0 MJ por barril processado (ou cerca de 3,4% do consumo específico de energia de refinarias brasileiras).

Alsema (2001) estima um custo de operação e manutenção de aproximadamente 15 EUR/GJ ano e 15 anos de vida útil da tecnologia, enquanto que o custo de investimento pode ser considerado zero.

⁵⁴ Taxa de retorno de cerca de 15% a.a. para vida útil de cerca de 15 anos.

Entretanto, Worrell e Galitsky (2005) identificaram uma economia de 0,7% através da limpeza dos dutos, com um *payback* de 0,7 anos. Ou seja, para pequenas reduções, o *payback* é baixo, porém este valor fica dentro da faixa de incerteza.

c) **Sistemas avançados de controle de processo**

Sistemas avançados de controle de processo baseiam-se em modelos computacionais e uso extensivo de sensores que aumentam a confiabilidade da produção. Estes sistemas também permitem controlar a qualidade da produção, reduzindo as paradas para manutenção e seus custos. Grandes são os potenciais neste caso (HYDROCARBON PROCESSING, 2001); por exemplo, Timmons, Jackson e White (2000) combinaram otimizadores em linha com sistemas de controle existentes para melhorar a operação de um FCC na refinaria Citgo em Corpus Christi, Texas, com ganhos de US\$0,05/barril.

Conforme Alsema (2001), economias de combustível podem ser estimadas, neste caso, entre 2 e 4%. Para Worrell e Galitsky (2005), porém, estas economias ficam entre 2 e 18%, para refinarias norte-americanas, a partir de controles de temperatura, umidade, vazão de oxigênio, ar e vapor, com uso de lógica *fuzzy*.

Não existem neste caso estudos de refinarias brasileiras. Sugerimos, portanto, o valor conservador de Alsema (2001) para refinarias holandesas (2% de redução no consumo de combustíveis). Adicionalmente, não existem, igualmente, estimativas de custo; contudo, os custos fixos devem ser relativamente elevados, devido à necessidade de instalar muitos sensores (resistentes amiúde a meios agressivos) e realizar sistemas inteligentes de controle, específicos para cada unidade ou planta. Conforme Katzer, Ramage e Sapre (2000), “the refinery of the future will look more like an automated chemical plant”. Assim sendo, Alsema (2001) assume 25 EUR/GJ ano de custos nivelados de investimento.

6.1.2 Otimização de Novas Refinarias

O segundo conjunto de medidas de mitigação no refino de petróleo envolveu a otimização de uma possível nova refinaria no Brasil, tendo como função objetivo a minimização do seu custo de produção (incluindo um custo adicional para as emissões de carbono) visando atender a uma determinada demanda do mercado brasileiro. Dessa forma, consideraram-se, no modelo, valores monetários para o custo da emissão de CO₂, de forma a buscar soluções viáveis que evitassem a sua emissão. Esta simulação foi realizada através de um modelo de Programação Linear representativo de duas tipologias de novas refinarias no Brasil: uma refinaria com foco em diesel e, outra, com foco em petroquímicos. Estas são exatamente as duas tipologias que se encontram listadas no cenário do PNE 2030, onde se observa a expansão do refino brasileiro, com 7 novas refinarias até 2030 (duas das quais já se encontram em construção), 5 com foco em produtos combustíveis, especialmente o diesel, e 2 com foco em petroquímicos básicos. A modificação do esquema de refino visando redução de emissões de carbono de novas refinarias seguiu exatamente a projeção de investimentos do PNE 2030, tendo sido considerados apenas os investimentos adicionais devidos à alteração do esquema das novas refinarias.

Basicamente, adotou-se o seguinte procedimento:

Ajuste do modelo PL para duas configurações básicas de refino;

Simulação deste modelo para estas duas configurações sem a utilização de incentivos financeiros associados ao preço do carbono emitido;

Simulação deste modelo para as duas configurações com inserção de incentivos financeiros

associados ao preço do carbono emitido. Neste caso, mantiveram-se inalterados os rendimentos das refinarias em produtos (quantidade e qualidade) e seus custos operacionais. Logo, o controle das emissões de carbono, através da modificação do esquema de novas refinarias, baseou-se em investimentos adicionais;

Identificação do valor dos incentivos financeiros associados ao preço do carbono que altera o esquema das novas refinarias no modelo otimizado para 15% a.a. e vida útil de 30 anos;

Obtenção do custo marginal a 8% a.a. e 30 anos, para os esquemas de refino.

A modelagem em programação linear considera uma função objetivo, sujeita a restrições técnicas e econômicas, conforme as equações e inequações descritas na Figura 8.

Figura 8 – Equações do Modelo de Programação Linear

$$\begin{array}{l}
 \text{s.a.} \quad \text{Max } Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j, \text{ ou } \text{Min } Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad \left. \vphantom{\sum_{j=1}^n} \right\} \text{ Função Objetivo} \\
 \\
 x_j \geq 0 \quad \left. \begin{array}{l} \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i \quad (i = 1, 2, \dots, m) \\ (j = 1, 2, \dots, n) \end{array} \right\} \text{ Restrições}
 \end{array}$$

Fonte: Relatório Tema N

No caso de uma refinaria de petróleo, o modelo utilizado pode ser de Maximização de lucros, ou de Minimização de custos, para atender a uma determinada demanda de mercado. As duas possibilidades são equivalentes, se existe no segundo caso a possibilidade de exportação e importação de produtos.

As variáveis principais são os fluxos de petróleo e produtos intermediários e finais, que circulam entre as unidades de processo. As principais equações do modelo são:

Equações de balanço de massa de materiais, estabelecidas de acordo com os rendimentos das unidades de processo;

Equações de qualidades de produtos intermediários e finais;

Equações de demanda de produtos finais;

Equações de capacidade das unidades;

Equações de disponibilidade de petróleo.

A propriedade de Dualidade é também uma importante característica dos modelos de programação linear. Em essência, ela estabelece uma relação entre os resultados ótimos dos modelos de maximização de lucros e minimização de custos, conforme a Figura 9.

Figura 9 – Relação entre as equações dos modelos Primal e Dual

PRIMAL	DUAL
Max $Z = c \cdot x$	Min $D = b^T \cdot \pi$
s.a.	s.a.
$A \cdot x \leq b$	$A^T \cdot \pi \geq c^T$
$x \geq 0$	$\pi \geq 0$

Fonte: Relatório Tema N

x = vetor de quantidade dos produtos vendidos

c = vetor de lucros unitários obtido com a venda dos produtos

b = vetor de quantidade dos recursos disponíveis para produção dos bens

A = matriz de quantidades de recursos consumidos na produção de cada bem

π = vetor de valores unitários dos recursos (preço sombra)

O objetivo do modelo elaborado é representar duas configurações possíveis para a implantação de uma nova refinaria a ser construída no Brasil com:

Foco na produção de diesel;

Integração com petroquímica.

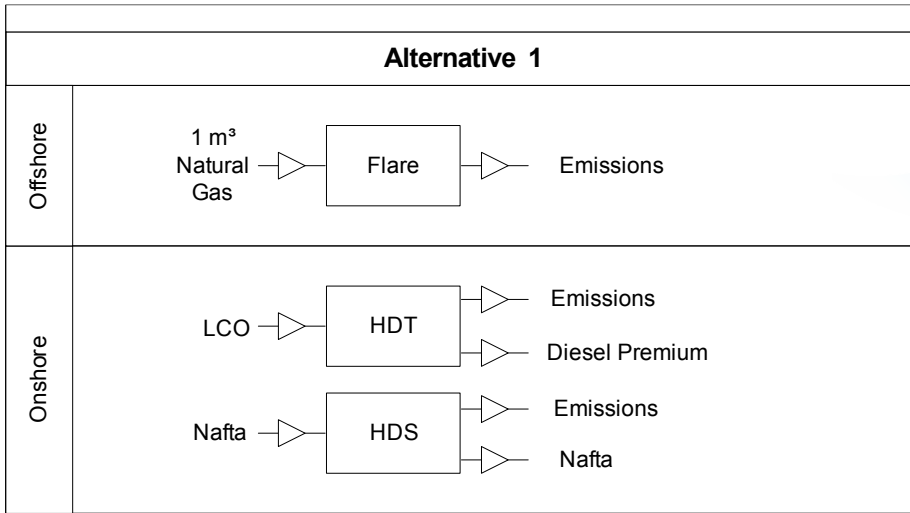
Com o objetivo de testar a influência de incentivos financeiros associados a um preço de CO_2 , as duas configurações de refino propostas foram novamente otimizadas, após a inclusão no modelo de diferentes valores para os incentivos financeiros. Também se buscou determinar a magnitude do valor desses incentivos para alterar as emissões das configurações propostas significativamente. As configurações propostas foram otimizadas considerando-se incentivos com valores de US\$ 25/t CO_2 , US\$ 50/t CO_2 , US\$ 100/t CO_2 e US\$ 150/t CO_2 . O modelo utilizou uma taxa de desconto de 15% aa e vida útil de 30 anos, valores tipicamente considerados para o investimento em refino de petróleo no Brasil.

6.1.3 GTL

A proposta do estudo é realizar um balanço de energia e das emissões totais de CO_2 e entre duas alternativas, que foram elaboradas de forma a permitir uma comparação entre duas possibilidades de obtenção de diesel, mais especificamente o diesel S50. A produção de diesel nacional não é suficiente para atender a demanda atual. O estudo utilizou um balanço de energia simplificado.

A primeira alternativa, que será chamada de Alternativa 1 (Figura 10) ao longo do estudo e representa a linha de base, considera que o volume de gás queimado atualmente em *flare* não será reduzido. Neste caso, o diesel S50 será obtido por meio de investimentos em unidades convencionais de hidrotratamento nas refinarias.

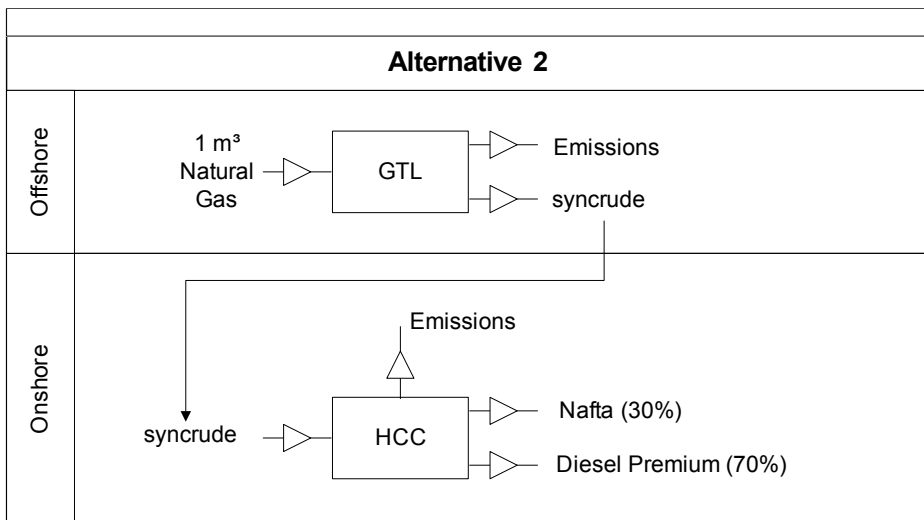
Figura 10 – Esquema da Alternativa 1



Fonte: Relatório Tema N

A segunda alternativa, ou alternativa 2 (Figura 11), considera a utilização de uma planta GTL embarcada, para a produção de *syncrude*. Neste caso, seriam necessários investimentos em unidade de hidrocraqueamento (HCC). Essa alternativa permite, portanto, que seja obtido o diesel S50 juntamente com uma significativa redução da queima de gás natural em *flare*. Além de uma parcela de nafta de alta qualidade.

Figura 11 – Esquema da Alternativa 2



Fonte: Relatório Tema N

O processo completo de conversão indireta do gás natural, processo GTL, para líquidos, pode ser dividido em três seções, representadas cada uma por processos distintos (VOSLOO, 2001; Basini 2005; SOUSA-AGUIAR, APPEL, MOTA, 2005; BREED *et al.* 2005; KNOTTENBELT, 2002): produção do *syngas*⁵⁵, transformação do *syngas*⁵⁶ e *upgrading*⁵⁷

Os três estágios, quando considerados individualmente, são tecnologias bem estabelecidas, otimizadas e com viabilidade comercial comprovada. Contudo, o uso conjunto das três tecnologias, para formarem o processo GTL, apesar de comprovado comercialmente, ainda não é muito utilizado (VOSLOO, 2001).

Vale ressaltar que a planta GTL considerada neste estudo para operação *offshore* não possui a última etapa de *upgrading*, que receberia o produto da etapa de transformação do *syngas*, o *syncrude*, para a obtenção dos produtos finais.

Apesar da existência de tecnologias disponíveis comercialmente para aplicações *onshore*, o estudo considera uma tecnologia promissora para a aplicação no ambiente *offshore*. Este ambiente requer uma planta GTL capaz de operar em condições específicas. O GTL embarcado requer processos não-convencionais, mais compactos e com capacidade flexível.

Das tecnologias identificadas em um *roadmap* tecnológico da tecnologia GTL para a aplicação em ambiente *offshore*, a SMR de microcanais foi a tecnologia que melhor atendeu às condições operacionais para o caso estudado. Serão utilizados, a título de exemplificação, os dados de eficiência, capacidade e custo de capital da tecnologia SMR de microcanais da empresa CompactGTL, que possui um contrato com a Petrobras para desenvolvimento e aplicação dessa tecnologia para o Brasil (CompactGTL 2008).

a) **Características do Syncrude**

O produto da etapa de transformação do *syngas* vem sendo chamado de *syncrude* por alguns autores e fabricantes. No entanto, esta denominação não é suficiente para definir com exatidão as características desse produto.

A síntese de Fischer-Tropsch (FT), processo considerado neste estudo para a etapa de transformação do *syngas* na planta GTL, é classificada em duas classes de acordo com a sua temperatura de operação (DE KLERK, 2008): High-temperature Fischer-Tropsch (HT-FT) e Low-temperature Fischer-Tropsch (LT-FT). A tecnologia da empresa CompactGTL considera a síntese LT-FT.⁵⁸ Neste caso, o produto que será obtido é uma n-parafina,⁵⁹ portanto uma cera, com uma pequena parcela de olefinas, oxigenados e aromáticos. O produto pode conter hidrocarbonetos C100 ou maiores, dependendo do valor α ⁶⁰ da síntese LT-FT (DE KLERK, 2008). Portanto, o produto da síntese de FT, que vem sendo chamado de *syncrude*, é uma cera.

A descrição das características do *syncrude* é de extrema importância, porque estas características irão indicar qual o melhor emprego desse produto. Uma das opções seria a

55 O gás de síntese ou *syngas* é composto por CO e H₂.

56 O estudo considera a síntese de Fischer-Tropsch na etapa de transformação.

57 A viabilidade de operação da etapa de *upgrading* não foi demonstrada nas mesmas condições das etapas de produção do *syngas* e síntese de FT (WORLEY INTERNATIONAL, 2000). Assim, a escolha por produtos acabados ou pelo produto utilizado como produto base para esta etapa, o *syncrude*, pode ser fortemente influenciada pelas condições disponíveis para as plantas *offshore*.

58 A empresa CompactGTL considera a síntese de F-T ocorrendo a uma temperatura tipicamente entre 200 e 350°C, por exemplo 280°C, e a uma elevada pressão tipicamente entre 2MPa e 4 MPa, por exemplo 2,5 MPa.

59 Por exemplo, a dos produtos da operação do reator Sasol LT-FT em Sasolburg são: gás, condensados e cera. A cera é predominantemente parafínica, com um teor de aproximadamente 94% wt de n-parafinas (LECKEL E LIWANGA-EHUMBU, 2006; LECKEL, 2007).

60 Para maiores detalhes sobre a distribuição do número de carbonos do *syncrude* ver Stelmachowski e Nowicki (2003) e de Klerk (2008).

mistura do *syncrude* com a carga de óleo produzido na plataforma, aproveitando a estrutura de transporte existente. No entanto, este estudo propõe o envio do *syncrude*, separadamente do óleo produzido, para etapa de *upgrading*, uma vez que as suas características, juntamente com a necessidade da produção de diesel S50 no refino brasileiro podem justificar esta utilização.

b) ***Destino do Syncrude***

A proposta para a utilização do *syncrude* não é simplesmente enviá-lo a uma refinaria, mais precisamente para uma unidade de destilação atmosférica, mas sim, seguir para etapas de refino mais a jusante do processo de refino.

Considerando as diferentes características do *syncrude* em relação ao óleo cru, não há a necessidade da carga de *syncrude* ser submetida às mesmas etapas que a carga de óleo cru, que entra na refinaria na Unidade de Destilação Atmosférica (UDA).

Apesar de poder ser utilizado o mesmo esquema de refino do petróleo para o *syncrude*, ele será menos eficiente (DE KLERK, 2008). O refino do *syncrude* é mais fácil, ou em outras palavras, consome menos energia e, conseqüentemente, tem menor potencial para causar impacto ambiental.

Considerando o pequeno segmento de mercado que cada tipo de *syncrude* representa, poucas tecnologias foram desenvolvidas especificamente para o seu hidroprocessamento. Isso pode levar à conclusão errada de que o hidroprocessamento do *syncrude* e do petróleo são similares, considerando que os mesmos princípios básicos e catalisadores comerciais são utilizados para os dois (DE KLERK, 2008).

De acordo com o derivado que se deseja obter, a carga de *syncrude* deve seguir para processos distintos. Por exemplo, o *syncrude* pode seguir para uma unidade de Craqueamento Catalítico (FCC)⁶¹ para atender uma maior necessidade por gasolina ou pode seguir diretamente para uma unidade de Hidrocraqueamento Catalítico (HCC) se os produtos almejados forem o diesel ou lubrificante.

No caso brasileiro há a necessidade de produção de diesel. Assim, seria um desperdício misturar o *syncrude* à carga de cru, dada a necessidade do Brasil em produzir diesel S-50.

Este estudo considerou na etapa de *upgrading* uma configuração que inclui o processo de hidrocraqueamento do *syncrude*.⁶² O objetivo, aqui, é comparar a viabilidade do hidrocraqueamento do *syncrude* em termos de consumo de energia e, conseqüentemente, emissões de CO₂e, com outras possibilidades de obtenção, com a mesma especificação, dos mesmos volumes e produtos obtidos a partir de carga de cru, que é submetida a outros processos de refino. Para que essa comparação seja realizada será necessária uma análise mais aprofundada das características dos processos de refino que serão considerados.

É importante ressaltar que o hidrocraqueamento do *syncrude* não resulta em apenas um único produto. Assim, baseado em Holt Campbell Payton (2005), considerou-se o rendimento

61 A carga do craqueamento catalítico é, normalmente, constituída de gasóleos leves e pesados da unidade de destilação atmosférica (ou de destilação a vácuo), da unidade de coqueamento e das operações de desasfaltação. No entanto, quanto mais parafínica for a carga (ou com fator Kuop acima de 11,5), mais fácil o seu craqueamento, porque o catalisador dificilmente quebra os anéis aromáticos dos compostos que compõem a carga do FCC (SZKLO, 2005).

62 Por exemplo, o estudo Marano e Ciferno (2001), que utilizou oito configurações conceituais para uma análise de ciclo de vida (ACV) da síntese de FT, ratifica a hipótese considerada neste estudo, de envio da carga de *syncrude* diretamente para uma unidade a jusante do processo de refino. O estudo citado considera oito opções que diferem entre si de acordo com a extensão ou complexidade dos processos de *upgrading* utilizados para converter os produtos da síntese de FT em derivados finais. Não foram considerados outros processos de refino, apenas o HCC para a conversão do *syncrude* em nafta e destilados.

(vv) de 30% em Nafta e 70% em Diesel.

A comparação do consumo final de energia e das emissões para a obtenção do produto final, diesel S50, por meio das duas alternativas consideradas, deverá levar em conta o volume de nafta obtido no HCC. Neste caso, o estudo precisou analisar as seguintes unidades de refino: hidrocraqueamento (HCC), hidrotratamento (HDT) e hidrodesulfurização (HDS).

c) ***Hidrocraqueamento Catalítico (HCC)***

O processamento do *syncrude* no HCC gera algumas peculiaridades. A liberação de energia durante o hidrotratamento é menor devido ao alto teor de parafina presente, resultando em uma operação quase isotérmica (DE KLERK, 2008).⁶³

As unidades convencionais de HCC para óleo cru operam tipicamente a temperaturas maiores que 350°C e pressões maiores que 10 MPa, enquanto que unidades de hidrocraqueamento de *syncrude* podem operar a baixas temperaturas e pressões para atingir o mesmo nível de conversão (LECKEL, 2007). A disponibilidade de hidrogênio durante o hidroprocessamento de *syncrude* é significativamente maior que durante o hidroprocessamento de resíduos derivados de óleo cru porque existem menos aromáticos e heteroátomos para consumir o hidrogênio.⁶⁴ Além disso, não existe a necessidade de pré-tratamento da carga para aumentar a eficiência do processo de hidrocraqueamento (LECKEL, 2007; LECKEL, LIWANGA-EHUMBU, 2006; MEYERS, 2003).

A operação do HCC a uma baixa pressão (3,5 MPa) aumenta a razão de iso-parafina para n-parafina para a faixa de carbono entre C15 e C22, mas não afeta o grau de isomerização significativamente para faixas maiores que C22. Uma pressão maior (7,0 MPa) diminui a isomerização e a parcela na faixa maior que C23 e aumenta a seletividade do diesel inibindo por meio da inibição do craqueamento secundário (LECKEL, LIWANGA-EHUMBU, 2006).⁶⁵

Considerou-se, na estimativa do consumo de energia, o HCC de leito fixo UOP *Unicracking*.⁶⁶ O processo UOP *Unicracking* é realizado a temperaturas e pressões moderadas no leito fixo onde o insumo é craqueado em uma atmosfera rica em H₂. As condições exatas de processo variam de acordo com as propriedades do insumo utilizado e dos produtos a serem obtidos. Geralmente as reações ocorrem a pressões entre 3,5 e 21,5 MPa e temperaturas entre 280°C e 475°C (MEYERS, 2003).

O consumo de energia foi estimado considerando-se que todo o hidrogênio consumido na unidade é produzido basicamente pela reforma a vapor. Os dados do consumo de energia foram baseados em Energetics (2007), Gary, Handwerk, e Kaiser (2007) e Meyers (2003).

d) ***Hidrotratamento (HDT)***

A necessidade de redução do teor de enxofre imposta pela nova legislação brasileira, tornará

63 O processo de hidrocraqueamento do *syncrude* (LT-FT) é quase isotérmico, por causa do balanço resultante entre a reação do craqueamento, que é endotérmica, e a saturação das olefinas, que é uma reação exotérmica. No hidroprocessamento dos resíduos do cru a reação é exotérmica por causa do alto teor de aromáticos e de heteroátomos (DE KLERK, 2008).

64 O *syncrude* possui mais oxigênio como heteroátomo em sua composição do que as cargas típicas de um HCC convencional. Como o HDO é mais fácil que o HDN, utilizando-se catalisadores de HDN deve-se obter um bom resultado com o HDO (DE KLERK, 2008; LECKEL, 2007). Para componentes isoestruturais a facilidade de hidrogenação dos heteroátomos segue tipicamente a seguinte ordem (de Klerk 2008): hidrodesulfurização (HDS) > hidrodeoxigenação (HDO) > hidrodesnitrogenação (HDN).

65 Leckel (2007) também reforça a ideia de HCC para diesel a menores pressões (3,5 MPa). Também reforça a ideia de que o consumo de H₂ é menor, porque o *syncrude* não tem aromático.

66 A empresa UOP LCC é o licenciador do processo Unicracking (Trademark and/or service Mark of UOP).

obrigatória algumas alterações no esquema de refino. A maior parte do diesel brasileiro é *straight run*⁶⁷ e segue para o *pool* de diesel juntamente com a corrente Light FCC Cycle Oil (LCO), produto da unidade de craqueamento catalítico (FCC). Quando a nova legislação, que obriga a utilização do diesel S50, entrar em vigor, haverá a necessidade do *upgrading* do LCO para que este continue podendo seguir para o *pool* do diesel. O LCO é, portanto, a produção marginal ou a parcela do diesel produzido atualmente que deixará de ser classificada como diesel quando submetido às novas especificações para a sua comercialização. Assim, o processo de hidrotratamento (HDT) foi escolhido como a opção para o tratamento do LCO. Os custos de uma unidade para tratamento de LCO são função de diversos fatores como o preço do produto e valores atribuídos à carga de LCO, que varia de acordo com a sua disposição final (THAKKAR *et al.* 2005).

e) ***Hidrodessulfurização (HDS)***

Um volume equivalente de nafta, obtida na alternativa 1, precisará ser tratado em uma unidade de hidrodessulfurização (HDS) no refino, para obter as mesmas especificações da nafta que será obtida na alternativa 2, no processamento de *syncrude* na unidade de HCC. Essa foi a solução encontrada no estudo para que pudesse ser realizada a comparação, em volume e qualidade, entre as alternativas 1 e alternativa 2, em relação aos seus respectivos produtos obtidos e que serão comercializados.

6.2 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento

Para as novas refinarias previstas no PNE 2030 (5 novas refinarias, se não se considerarem aquelas em construção), as opções de mitigação estão associadas tanto à possibilidade de revisão/modificação do esquema de refino (escolha de unidades produtivas) quanto a ganhos de eficiência em unidades específicas. Para refinarias existentes (12 refinarias) e refinarias em construção (2 refinarias), apenas as opções de mitigação associadas aos ganhos de eficiência em unidades da refinaria serão avaliadas em termos de custo de abatimento, sendo inseridas no Cenário de Baixo Carbono.

Para as refinarias existentes e em construção, foram consideradas duas fases de implantação das medidas mitigatórias consideradas no estudo. A primeira fase considerou a implantação das medidas no ano de 2015, nas seguintes refinarias: Comperj, Renest, Replan, Reduc e Regap. A segunda fase, prevista para o ano de 2020, considera a implantação das medidas para as refinarias restantes, que são: RPBC, Recap, Revap, Refap, Rlam, Reman, Lubnor, Repar, Ipiranga.

No caso do refino novo foram consideradas as projeções do PNE. Vale ressaltar que as refinarias Comperj e Renest foram consideradas junto com as refinarias existentes, porque já estão em fase de construção e já possuem os seus esquemas de refino definidos.

Os resultados do potencial bruto de redução e do custo marginal de abatimento obtidos, quando considerada uma taxa de desconto de 15%, para cada uma das três medidas de mitigação e para a mudança no esquema de refino do refino novo estão resumidos na Tabela 61.

67 Obtido diretamente nas colunas de destilação.

Tabela 61 – Resumo do potencial de redução de emissões e custos para o refino

Opções de Mitigação ou Sequestro	Potencial de redução bruto entre 2010-30 (MtCO ₂ e)	Custo de abatimento médio no período (US\$/tCO ₂) Taxa de desconto (8%)	Break-Even Preço do Carbono (US\$/tCO ₂)
Mudança no design de uma nova refinaria	51,8	19,1	106,1
Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes			
Integração energética	52,3	6,6	74,8
Controle de incrustações	7,0	72,9	208,5
Sistemas avançados de controle de processo	7,0	95,1	431,5

Fonte: Relatório Tema N

Assim, como antes demonstrado, na construção do Cenário de Baixo Carbono, para as refinarias existentes e em construção, foram consideradas duas fases de implantação das medidas mitigatórias consideradas no estudo. A primeira fase considerou a implantação das medidas no ano de 2015, nas seguintes refinarias: Comperj, Renest, Replan, Reduc e Regap. A segunda fase, prevista para o ano de 2020, considera a implantação das medidas para as refinarias restantes, que são: RPBC, Recap, Revap, Refap, Rlam, Reman, Lubnor, Repar, Ipiranga. A Tabela 62, a Tabela 63 e a Tabela 64 sumarizam os resultados para a aplicação de cada uma das três medidas de mitigação aplicadas para o parque de refino existente.

Tabela 62 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino existente - Medida: **Integração energética**

Refino Existente <i>Integração energética</i>	Total acumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Número de Refinarias	15	0	5 Refinarias COMPERJ RENEST REPLAN REDUC Regap	10 refinarias RPBC RECAP REVAP REFAP RLAM REMAN Lubnor Repar Ipiranga Manguinhos	0
Custo total ajustado no Cenário Referência (US\$ million) (*)	0	0	0	0	0
Custo total ajustado no Cenário Baixo Carbono (US\$ million)	1.499.764.744	0	996.653.227	467.513.752	35.597.764
Diferença de Custo total (US\$ million) (Baixo Carbono - Referência)	1.499.764.744	0	996.653.227	467.513.752	35.597.764
Volume de mitigação (MtCO₂)	52,3	0	10,1	19,2	23,0

(*) No Cenário de Referência não existe investimento nesta medida.

Fonte: Relatório Tema N

Tabela 63 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino existente – Medida: **Controle de incrustações**

Refino Existente Controle de incrustações	Total acumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Número de Refinarias	15	0	5 Refinarias COMPERJ RENEST REPLAN REDUC Regap	10 refinarias RPBC RECAP REVAP REFAP RLAM REMAN LUBNOR REPAR Ipiranga Manguinhos	0
Custo total ajustado no Cenário Referência (US\$ million) (*)	0	0	0	0	0
Custo total ajustado no Cenário Baixo Carbono (US\$ million)	371.204.669	0	151.164.131	140.934.394	79.106.143
Diferença de Custo total (US\$ million) (Baixo Carbono - Referência)	371.204.669	0	151.164.131	140.934.394	79.106.143
Volume de mitigação (MtCO₂)	7,0	0	1,4	2,6	3,0

(*) No Cenário de Referência não existe investimento nesta medida.

Fonte: Relatório Tema N

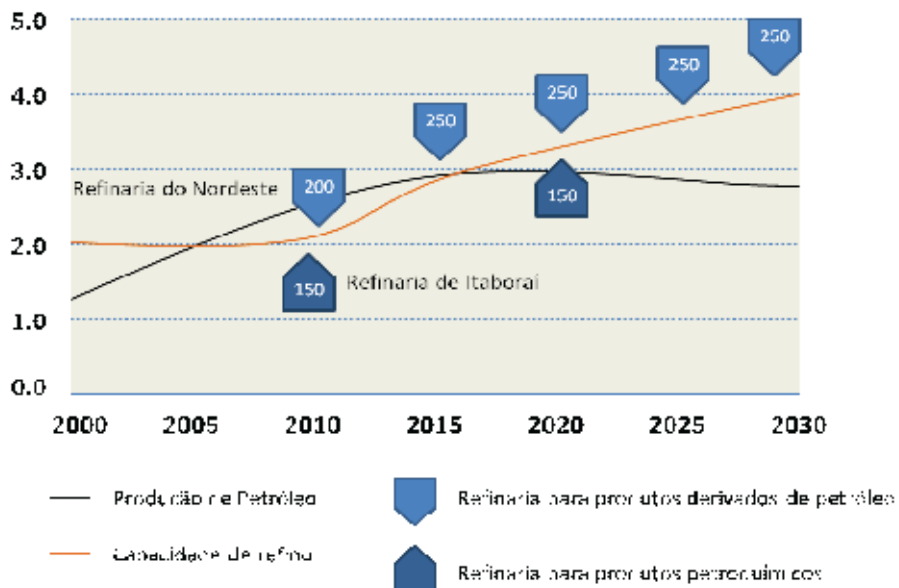
Tabela 64 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino existente – Medida: **Sistemas avançados de controle de processo**

Refino Existente <i>Sistemas avançados de controle</i>	Total acumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Número de Refinarias	15	0	5 Refinarias COMPERJ RENEST REPLAN REDUC Regap	10 refinarias RPBC RECAP REVAP REFAP RLAM REMAN LUBNOR REPAR Ipiranga Manguinhos	0
Custo total ajustado no Cenário Referência (US\$ million)	0	0	0	0	0
Custo total ajustado no Cenário Baixo Carbono (US\$ million)	555.468.423	0	369.130.824	173.153.241	13.184.357
Diferença de Custo total (US\$ million) (Baixo Carbono - Referência)	555.468.423	0	369.130.824	173.153.241	13.184.357
Volume de mitigação (MtCO₂)	7,0	0	1,4	2,6	3,0

Fonte: Relatório Tema N

No caso do refino novo foram consideradas as projeções do PNE apresentadas na Figura 12. Vale ressaltar que as refinarias Comperj e Renest (que aparecem como refinaria de Itaboraí e refinaria do Nordeste, respectivamente) foram consideradas junto com as refinarias existentes, porque já estão em fase de construção e já possuem os seus esquemas de refino definidos. A Tabela 65 sumariza os resultados para o parque de refino novo.

Figura 12 – Expansão da capacidade de refino no Brasil



Fonte: EPE, 2007

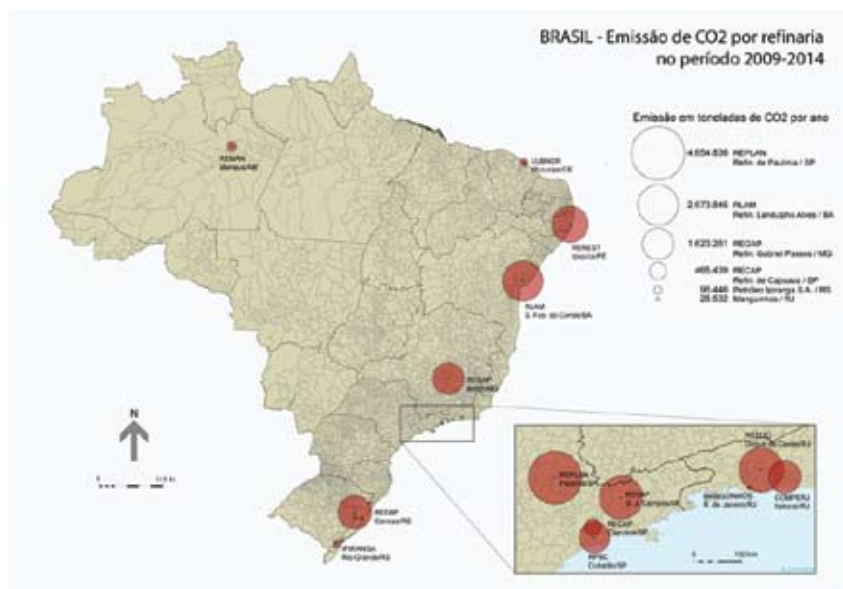
Tabela 65 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o refino novo

Refino Novo	Total acumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Número de Refinarias	5 refinarias	0	1 refinaria diesel	1 refinaria petroquímica 1 refinaria diesel	2 refinarias diesel
Capacidade (mil bpd)	1.150	0	250	400	500
Investimento ajustado no Cenário Referência (US\$ million)	23.755.349.062	0	11.032.881.358	8.639.427.894	4.083.039.811
Investimento ajustado no Cenário Baixo Carbono (US\$ million)	24.586.745.293	0	11.539.709.806	8.776.429.014	4.270.606.473
Diferença de investimento (US\$ million) (Baixo Carbono - Referência)	831.396.231	0	506.828.448	137.001.120	187.566.662
Volume de mitigação (MtCO₂)	51.8		6.1	16.9	28.8

Fonte: Relatório Tema N

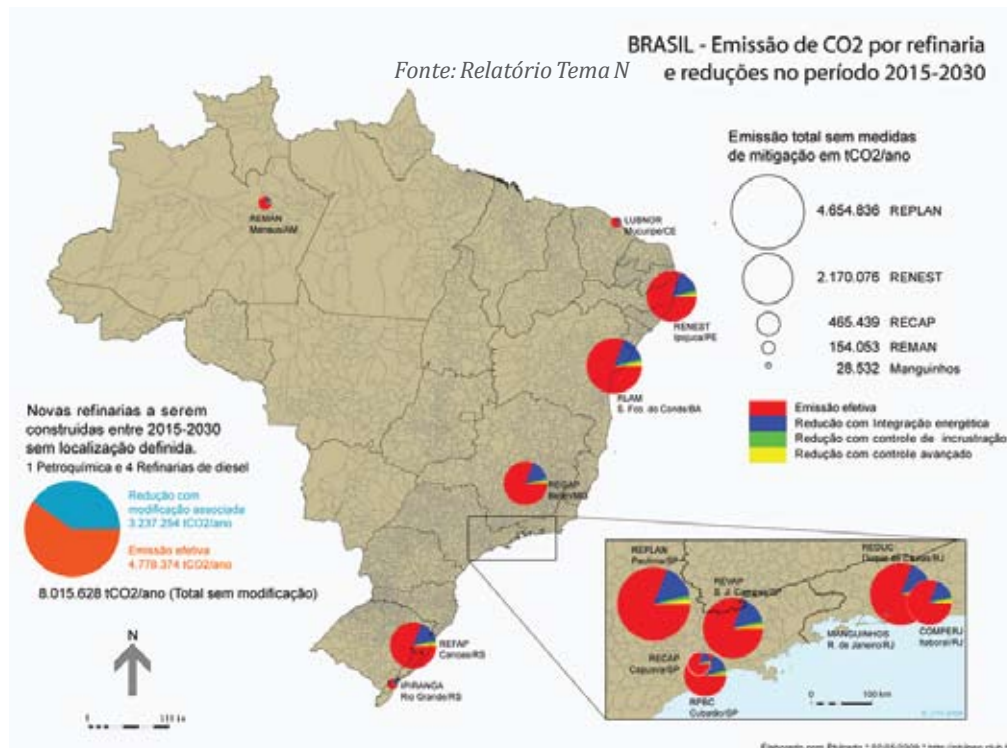
A Figura 13 e a Figura 14 mostram a emissão de CO₂ para o refino existente antes das medidas de mitigação e as reduções estimadas para o refino existente e refino novo após as medidas de mitigação, respectivamente.

Figura 13 – Emissão de CO₂ por refinaria



Fonte: Relatório Tema N

Figura 14 – Reduções estimadas de CO₂ para o refino existente e refino novo



Elaborado com Pilicato * 8095000 * <http://pilico.club.br>

O Cenário de Baixo Carbono considerou a tecnologia GTL. Outras tecnologias poderiam ter sido estudadas, mas o trabalho confrontou as opções tecnológicas e os processos de produção do *syngas* existentes às condições de operação do ambiente *offshore* e selecionou a tecnologia GTL compacto, mais especificamente a tecnologia microcanais de Reforma a Vapor de Metano (SMR). Consequentemente optou-se basicamente pela produção de líquidos, o que permite a utilização da estrutura já existente para o escoamento da produção de petróleo.

Os dados utilizados neste estudo precisam ser constantemente revisados. Em estudos futuros, além da revisão dos dados utilizados, também deve ser considerada a perspectiva de aprendizagem e redução de custos da tecnologia GTL. Essa redução envolve fatores como o aprendizado dos operadores e projetistas, desenvolvimentos técnicos e economias de escala.

No Cenário de Baixo Carbono foram utilizadas as premissas do PNE 2030. Neste caso, os resultados obtidos são diferentes do exemplo aplicado às premissas de preço de robustez da Petrobras, porque as projeções de preços de petróleo consideradas são diferentes para os dois casos. Ainda assim, valem as lições do exemplo e suas análises de sensibilidade, especialmente no que se refere à sensibilidade dos custos ao valor do investimento na planta GTL e à eficiência do *flare*.

É importante ressaltar que uma planta de 1.000 bpd, o que equivale a um consumo de aproximadamente 283.000 m³ de gás natural por dia, ou 103.295.000 m³ por ano, representa um projeto ou módulo. Segundo o cenário para a produção doméstica de gás natural do PNE 2030, a parcela de reinjeção, consumo próprio e/ou queima/perdas será de aproximadamente 105 milhões de m³ por dia de gás natural. Assim, o volume de gás queimado para 2030 foi estimado em 9.581.250.000 m³ de gás natural.⁶⁸

Com os valores do consumo anual de gás natural por projeto GTL e da queima de gás natural associado, estimou-se uma capacidade técnica de 93 plantas para o ano de 2030. No entanto, nem todo o gás queimado poderá ser aproveitado, por razões técnicas, como, por exemplo, a dispersão das unidades *offshore*. A Tabela 66 resume o potencial estimado para a instalação de projetos GTL utilizado neste estudo e a redução do gás queimado para os respectivos anos. Note-se aqui também a proposição de uma evolução gradativa da inserção de módulos GTL ao longo do cenário, a fim de possibilitar a aprendizagem tecnológica.

Tabela 66 – Opção GTL para reduzir a queima de gás

	2010	2015	2020	2025	2030
Capacidade operacional (número de projetos de 1000 bpd de <i>syncrude</i>)	0	10	20	35	55
Emissões evitadas (MtCO ₂ e/year)	0	3,4	6,7	11,8	18,6

Fonte: Relatório Tema N

Os resultados obtidos para custo marginal de abatimento utilizando-se as taxas de desconto de 8%, que representaria uma taxa de desconto “social” conforme sugerido em Szklo, Carneiro e Machado (2008) e a taxa de 25%, que representa a visão da empresa, mostram que existe

68 Na estimativa do gás queimado considerou-se que os percentuais de consumo próprio e de reinjeção se mantêm aproximadamente constantes e a variação seria dada pela redução ou aumento da parcela relativa às queimas ou perdas de gás natural. Utilizou-se um percentual de 40% e consumo próprio de 35% (ANP 2008a). Portanto, 25% do dado agregado são relativos à queima de gás natural, o que equivale a 26.250.000 m³ por dia, ou 9.581.250.000 por ano. O valor utilizado está coerente com a estimativa da EPE de 8,4 milhões de tep, ou 9.651.000.000 m³ no ano de 2030.

a necessidade de investimentos diferenciados para os dois casos. Para uma taxa de 8%, que também foi a taxa adotada no PNE 2030, o custo de abatimento é negativo, portanto o projeto GTL, neste caso, é um benefício. Os resultados obtidos para os custos marginais de abatimento e para a redução total das emissões para o período analisado estão resumidos na Tabela 67.

Tabela 67 – Custo de abatimento CO₂

	Custo de Abatimento e Break-Even Carbon Price (US\$/tCO _{2e})	Redução das Emissões (MtCO _{2e})
Taxa de desconto 8%	-1,5	128,1
Taxa de desconto 25%	33,9	128,1

Fonte: Relatório Tema N

A Tabela 68 mostra a descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o GTL.

Tabela 68 – Descrição do mix ajustado proposto no Cenário de Baixo Carbono para o GTL

GTL	Total acumulado no período	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2030
Capacidade operacional (número de projetos com capacidade de 1.000 barris por dia de syncrude)	55	0	10	10	35
Custo ajustado no Cenário Referência (US\$ million)	209.207.868	0	128.077.435	47.859.102	33.271.331
Custo ajustado no Cenário Baixo Carbono (US\$ million)	606.729.069	0	374.901.876	136.592.787	95.234.407
Diferença de custo (Baixo Carbono - Referência)	397.521.201	0	246.824.441	88.733.685	61.963.076
Volume de mitigação (MtCO₂)	128,1	0	16,9	33,7	77,5

Fonte: Relatório Tema N

6.3 Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono

6.3.1 Refino

Para o **setor de refino**, a implantação das opções de mitigação apresenta algumas barreiras, que são:

- O nível de maturidade de algumas tecnologias consideradas no estudo (por exemplo, o CCS, GTL, ODP etc.) afeta negativamente a percepção de risco dos agentes privados, neste caso a Petrobras, e deverá levar a maiores custos de transação;
- Mesmo para as tecnologias comerciais consideradas no estudo (integração energética, controle de incrustação e controle avançado) existe uma diferença considerável entre as taxas de desconto utilizadas pela iniciativa privada na indústria do petróleo e a taxa de desconto utilizada pelo Estado para comparar investimentos em infra-estrutura. Isso mostra um alto custo de oportunidade das empresas de petróleo.

É importante ressaltar que as empresas de petróleo normalmente inventariam suas emissões de carbono e têm capacidade técnica e financeira para agir, mas geralmente preferem investir em seu negócio principal, que é a descoberta de novas reservas e a produção de petróleo.

6.3.2 GTL

Para o **GTL**, o principal fator que inibe o investimento na redução do *flare* de gás através da planta GTL é o elevado custo de investimento desta tecnologia, assim como sua reduzida maturidade. Esta última característica faz com que o agente privado, no caso o operador da plataforma de produção de petróleo, perceba taxas de desconto elevadas para a tecnologia, na faixa de 25% a.a. As principais barreiras identificadas, relacionadas à implantação da tecnologia são:

- O GTL *offshore* ainda não é uma tecnologia comercial. Portanto, terá que enfrentar custos de transação mais elevados e é uma opção de mitigação mais arriscada;
- No entanto, vários fatores podem contribuir para reduzir o custo de capital do GTL, tais como aprendizagem dos operadores das instalações e dos projetistas. Por exemplo, uma das razões para o elevado custo das primeiras plantas é precisamente a aprendizagem relacionada com esta nova tecnologia;
- O investimento em P&D é crucial.

6.4 Medidas Existentes e Propostas

6.4.1 Refino

Apesar das barreiras identificadas, parte do diferencial de custo marginal de abatimento poderia ser coberto por programas de incentivo à eficiência energética de refinarias.

Atualmente, já existem programas deste tipo sob a égide do Conpet. O Programa nacional

da Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e Gás Natural (Conpet) é um programa do Ministério de Minas e Energia, coordenado por representantes de órgãos do Governo Federal e da iniciativa privada. A Petrobras tem a responsabilidade de fornecer recursos técnicos, administrativos e financeiros. A Gerência Executiva de Desenvolvimento Energético / Suporte ao Conpet é o órgão da Companhia que exerce a função de Secretaria Executiva do Conpet, sendo responsável por elaborar projetos, operacionalizar as estratégias, promover a articulação institucional e divulgar as ações do Programa. Esta Gerência é ligada ao diretor da área de Gás e Energia que, conforme decreto presidencial, é o Secretário-Executivo do Conpet (CONPET, 2008). Contudo, o orçamento anual do Conpet é relativamente reduzido, abaixo de 5 milhões de reais (REA, 2008). Assim, outras fontes de financiamento devem ser implementadas.

De fato, o Conpet poderia ser acelerado com auxílio de programas do BNDES. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) está vinculado ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e tem como objetivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país. O BNDES financia grandes empreendimentos industriais e de infraestrutura. Tem como posição principal, o apoio a investimentos em agricultura, no comércio e serviço e nas micro, pequenas e médias empresas, e nos investimentos sociais, para a educação e saúde, agricultura familiar, saneamento básico e ambiental e transporte coletivo de massa. O BNDES possui duas subsidiárias: a Agência Especial de Financiamento Industrial Finame e a BNDES Participações (BNDESPAR), que foram criadas com o objetivo, respectivamente, de financiar a comercialização de máquinas e equipamentos e de possibilitar a subscrição de valores mobiliários no mercado de capitais brasileiro. O conjunto dessas três empresas forma o “Sistema BNDES”, como o Finame (BNDES 2009a).

Finalmente, outra classe de alternativas de mitigação analisadas para o refino de petróleo esteve associada à modificação do esquema ótimo de refino diante de determinados custos de carbono. Como vimos, o refino somente modificou seu esquema ótimo de refino para elevados valores de carbono, na ordem de 100 US\$/tCO₂.

Houve, porém, uma variação neste resultado, quando se considerou a possibilidade de captura e sequestro de carbono (CCS) ao custo de 50 US\$/t CO₂. Neste caso, o esquema de refino passou a se modificar em prol de produção de H₂ para HCC (em detrimento da unidade mais energético-intensiva de FCC) e para uso energético na refinaria. O CO₂ produzido na unidade de produção de H₂ seria capturado.

Isto indica que o CCS pode se tornar uma medida-chave de redução de emissões de CO₂ de refinarias no futuro, alterando não apenas as operações unitárias do refino, mas, sobretudo, o esquema da refinaria. Para tanto, contudo, esta alternativa deve beneficiar-se de avanços tecnológicos e redução de custo.

Mas não é apenas o CCS que se enquadra nesta categoria. Duas alternativas promissoras deveriam ser desenvolvidas no Brasil: a biodessulfurização e a dessulfurização oxidativa (ODP) de diesel. No primeiro caso, trata-se de processos promissores de redução de teor de enxofre de derivados de petróleo sem hidrogênio e em condições brandas (com menor consumo de energia). No segundo caso, trata-se de técnica de dessulfurização sem hidrogênio, bastante promissora para diesel, que é o derivado chave da matriz energética brasileira, e cuja redução do teor de enxofre, estabelecida em lei, deverá elevar bastante as emissões de CO₂ do refino brasileiro (Szklo e Schaeffer 2007).

De fato, o processo ODP, ainda que em fase de desenvolvimento, é bem promissor para o diesel (LÜ *et al.* 2006), mas não para a gasolina, devido às reações competitivas de epoxidação de olefinas (ALI *et al.* 2006). Alguns estudos recomendam também o uso da técnica ODP conjugada ao HDS brando. O último serve para reduzir o teor de enxofre do diesel de mais de mil ppm para centenas de ppm. A ODP vem em seguida para a dessulfurização profunda do diesel (ALI *et al.* 2006).

Note-se aqui que o uso de técnicas de dessulfurização sem adição de hidrogênio permitiria usar o hidrogênio produzido na refinaria como combustível. Isto reduziria ainda mais as emissões de carbono da unidade industrial e poderia ser simultâneo ao CCS no refino.

Tanto para CCS quanto para as outras alternativas promissoras, torna-se imprescindível a etapa de P&D. Neste caso, novamente o fundo setorial CT-Petro deve ser instrumento fundamental de incentivo através de chamadas dirigidas para estas alternativas. O CT-Petro é um fundo criado em 1999 com o objetivo de estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, além da formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parceria entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do País. O objetivo é o aumento da produção e da produtividade, a redução de custos e dos preços e a melhoria da qualidade dos produtos desse setor. O recurso do fundo tem como fonte de financiamento 25% da parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural (FINEP, 2008).

A utilização do montante recolhido pelos fundos de ciência e tecnologia e destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) depende, em primeiro lugar, de sua inclusão na proposta orçamentária encaminhada pelo governo, que é feita baseada em previsão de arrecadação, e de sua aprovação pelo Congresso Nacional (PACHECO, 2007). Mesmo que o montante total recolhido seja idêntico ao valor autorizado na Lei Orçamentária, isto não garante a aplicação deste montante. Durante a execução orçamentária, os recursos ainda são submetidos a limites de empenho, ou contingenciamentos, estabelecidos pelo Poder Executivo.

De fato, o financiamento do setor de ciência e tecnologia sofre o problema de estar desvinculado das receitas arrecadadas pelo CT-Petro. Tal fato permite ao Governo Federal, durante o cálculo da previsão da receita arrecadada, descontar os recursos desvinculados. Estas desvinculações e a programação de parcela dos recursos em Reservas de Contingência provocaram um descolamento entre as curvas de crescimento da arrecadação do CT-Petro e dos limites de empenho: por exemplo, como está bem detalhado em Pacheco (2007), mesmo tendo a arrecadação triplicada de 2001 a 2004 (um montante total de R\$ 1,6 bilhão), os valores empenhados mantiveram-se quase constantes, atingindo em 2004 apenas R\$ 595 milhões (cerca de 37,5% do total arrecadado naquele ano)⁶⁹. A Tabela 69 resume as políticas para o refino nacional⁷⁰.

69 Foge ao escopo do presente estudo discutir as virtudes macroeconômicas da manutenção do superávit primário no Brasil, através do contingenciamento de recursos arrecadados, como aqueles que poderiam se destinar ao CT-Petro. Aqui, pretende-se apenas indicar que existe uma arrecadação maior do que aquela efetivamente empenhada no CT-Petro, que poderia se destinar a P&D visando redução de consumo de energia e CCS em refinarias brasileiras.

70 Utilizou-se a seguinte classificação para as políticas: INCREMENTAL – novas políticas; RETIFICATIVA – ajustes em políticas existentes; SUBSTITUTIVA – substitui integralmente as políticas existentes; DERROGATÓRIAS – elimina políticas perversas ou inócuas.

Tabela 69 – Resumo das Políticas para o refino nacional

Políticas adotadas	Classificação	Observação
P&DD/CT Petro	Retificativa	Dispêndio anual R\$ 600 milhões com C&T através dos fundos setoriais no Brasil. Modificação sensível do esquema de refino para 50 \$/tCO ₂ , quando se considera a opção CCS
BNDES/Finame	Retificativa	Entre abril de 2007 e abril de 2008, o desembolso do Finame superou 18 bilhões de reais. Em 2008, os desembolsos do BNDES com o setor industrial totalizaram cerca de R\$ 40 bilhões. O mais recente plano de investimento da Petrobras (2009-2013) considera a captação de cerca de 12 bilhões de dólares do BNDES.
Intensificação do Programa Conpet	Retificativa	Dispêndio abaixo de 5 milhões de reais por ano. Valor bem inferior, por exemplo, ao custo nivelado de abatimento na otimização energética de refinaria (na faixa entre US\$ 35 a 70 milhões).

Fonte: Relatório Tema N

Com o objetivo de se considerar as implicações e eventuais problemas que possam existir com a adoção das medidas de mitigação, foi realizada a análise, ainda que muito preliminar, dos prováveis ganhadores e perdedores. Pode-se assim visualizar a origem e a intensidade das resistências e apoio às propostas de medidas de mitigação, e, se for o caso, a necessidade de compensações.

No caso da intensificação do Conpet, os ganhadores identificados são: a sociedade, o governo e eventualmente a Petrobras, na medida em que a redução do uso final de energia em suas refinarias pode tornar-se uma estratégia do tipo *win-win*, levando também à redução dos custos operacionais do refino (cerca de 50% destes custos são explicados pelo consumo de energia – Szklo e Uller (2008)). Contudo, dependendo do aporte de recursos que seriam destinados a essas medidas, a Petrobras seria eventualmente o perdedor, uma vez que o orçamento anual do Conpet é relativamente reduzido, abaixo de 5 milhões de reais (REA, 2008). Assim, atividades atualmente financiadas pelo Conpet poderiam ser comprometidas. Uma possível compensação poderia ser a utilização de benefícios fiscais à Petrobras, para seus investimentos em eficiência energética. Neste caso, o governo perderia parte de sua arrecadação fiscal, como forma de incentivar investimentos da Petrobras em eficiência energética, dentro do Programa Conpet.

No caso da utilização do CT-Petro para investimentos em P&DD, os ganhadores seriam os consumidores, os centros de pesquisa, as universidades e a Petrobras. O governo seria o perdedor, por causa da queda de arrecadação para fazer o superávit primário. Neste caso não existiria possibilidade de compensação, salvo por meio de uma melhor aplicação dos recursos públicos. Não obstante, é importante notar que a perda de arrecadação fiscal leva a um efeito de primeira ordem de redução do orçamento do governo, mas pode estimular a atividade econômica e gerar um efeito de segunda ordem (defasado no tempo em relação ao primeiro) de aumento da arrecadação governamental.

O financiamento com a utilização do Finame/BNDES apresenta como ganhadores os consumidores e a Petrobras. Outros setores industriais que pleiteiam e disputam os recursos do Finame poderão ser os perdedores neste caso. Uma possível medida de compensação poderia ser a ampliação do Finame, a abertura de linhas de crédito especiais para os setores que perdessem acesso ao programa e a utilização de benefícios fiscais.

6.4.2 GTL

O agente mais apropriado para viabilizar projetos GTL seria o BNDES. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) está vinculado ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e tem como objetivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país. O BNDES financia grandes empreendimentos industriais e de infraestrutura. Tem como posição principal, o apoio a investimentos em agricultura, no comércio e serviço e nas micro, pequenas e médias empresas, e nos investimentos sociais, para a educação e saúde, agricultura familiar, saneamento básico e ambiental e transporte coletivo de massa. O BNDES possui duas subsidiárias: a Agência Especial de Financiamento Industrial Finame e a BNDES Participações (BNDESPAR), que foram criadas com o objetivo, respectivamente, de financiar a comercialização de máquinas e equipamentos e de possibilitar a subscrição de valores mobiliários no mercado de capitais brasileiro. O conjunto dessas três empresas forma o “Sistema BNDES” (BNDES, 2009a).

Outra forma de tratar o problema seria reduzir as incertezas tecnológicas e promover o aprendizado tecnológico para o GTL *offshore*. Isto envolve o P&D na opção tecnológica, que deveria ter como agentes não apenas a Petrobras, mas também, e, sobretudo, fundos setoriais do petróleo para desenvolvimento tecnológico. Neste caso, especialmente importante é o CT-Petro

Assim, pode-se dizer que existe arrecadação de recurso para investimento em P&D no Brasil, que poderia beneficiar o investimento em redução de queima de gás através de plantas GTL, desde que estes recursos fossem efetivamente direcionados neste sentido.

Neste caso, agentes também importantes se tornam os institutos de pesquisa e as universidades que especialmente poderiam se envolver na elaboração de um projeto em escala piloto de uma planta GTL *offshore*, de forma a aumentar o aprendizado sobre a tecnologia visando reduzir custos.

Por exemplo, uma planta GTL *offshore* de 1.000 barris/dia teria um custo de investimento de aproximadamente US\$ 75.000.000; como se nota, isto corresponde a 25% do dispêndio médio anual (R\$ 600 milhões com C&T através dos fundos setoriais no Brasil). Esta estimativa foi realizada utilizando-se a estimativa de US\$ 75.000,00/barril de capacidade do fabricante CompactGTL. Esta planta poderia ser utilizada como unidade de demonstração, em projetos induzidos de P&D elaborados por institutos de pesquisa e fabricantes de equipamentos. Uma vantagem da tecnologia de microcanais é que ela não necessita de *scale-up*. Assim, sua escala pode ser aumentada em módulos, o que faz com que o aprendizado na unidade de demonstração de 1.000 barris/dia se torne, de fato, o aprendizado em uma unidade comercial. O investimento em uma unidade de demonstração terá, portanto, a possibilidade de rapidamente engendrar investimentos em plantas comerciais.

Outra medida poderia se basear na redução gradativa dos limites permitidos de queima de gás, utilizando-se a adoção de metas compulsórias para o aproveitamento do gás natural associado. Medidas similares já foram adotadas no Brasil, mas sem o caráter obrigatório (como ocorreu na Malásia e justificou a planta GTL de Bintulu). Pode ser citado como exemplo o “Plano de Queima Zero” (PQZ)⁷¹, onde a ANP ficou encarregada de monitorar a utilização do gás natural nas atividades de produção nos campos do país (ANP, 2001).

As melhores soluções para a redução da queima de gás foram reunidas num plano de ação em 2001, e o controle sobre a queima de gás na Bacia de Campos ficou mais rigoroso por parte da Petrobras e da ANP, o que resultou em ações complementares ao PQZ. Esse quadro resultou no Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás (Poag) em 2001 (PETROBRAS, 2007). Assim,

71 O Programa Queima Zero (PQZ) foi aplicado pela Unidade da Bacia de Campos visando à redução da queima de gás associado, dentro de um cenário de aumento da produção na Bacia de Campos e com a perspectiva de crescimento do mercado de gás natural (PETROBRAS, 2007).

poderiam ser implantadas metas progressivas de redução da queima de gás, com aplicação de multas caso estas metas não sejam cumpridas. Por exemplo, estas multas poderiam ter o valor na ordem de grandeza do *break-even price* do carbono emitido pelo *flare* de gás (cerca de 35 US\$/tCO₂ à taxa de 25% a.a, conforme o cenário de preços de petróleo do PNE 2030), o que tornaria atrativa a sua realização.

136

Finalmente, sobre o GN queimado ou ventilado incidem os *royalties* do petróleo. O *royalty* é o valor cobrado e é calculado pela multiplicação da taxa de *royalties* pelo valor de mercado da produção do insumo, no caso o gás natural (THOMAS *et al.* 1996). O cálculo do *royalty* é realizado por campo produtor e é obtido multiplicando-se a alíquota pelo valor da produção. O valor da produção total do campo, por sua vez, é calculado pela soma do valor da produção de petróleo e gás. O valor do petróleo é igual ao volume de petróleo produzido multiplicado pelo preço do petróleo e o valor do gás é obtido pelo volume produzido de gás multiplicado pelo preço do gás. Vale lembrar que deve ser levada em consideração a obrigatoriedade de pagamento de *royalties* para o gás que é queimado, portanto sem o aproveitamento econômico do insumo. Para um aprofundamento sobre os regimes fiscais petrolíferos e as participações governamentais no Brasil consultar Pacheco (2007). Apenas em situações muito específicas, como emergências, não é necessária a autorização ou o não pagamento de *royalties* para o gás que é queimado. A Lei Nº 9478, de 06 de Agosto de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo⁷². O inciso número III do seu artigo 47 diz: queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos *royalties* devidos (ANP, 2008a).

Uma possibilidade seria remover o *royalty* sobre o GN que não fosse queimado, mas sim aproveitado para GTL. Em suma, sobre o GN queimado permaneceria a incidência de *royalties*, mas não sobre o GN destinado ao GTL. Há exemplos no mundo de *royalty relief*, sendo talvez o mais emblemático o dos Estados Unidos (HALLWOOD, 2007). Vale ressaltar que esta medida não equivale a uma simples desoneração, mas sim a uma mudança na lei vigente, o que envolverá outros custos e medidas, que não fazem parte do escopo deste estudo. Neste caso, considerando-se *royalties* de 10% sobre o valor bruto da produção, um preço de GN de R\$ 0,70/ m³ de gás e um volume de 96.226.800 m³/ano, ter-se-ia um benefício de R\$ 6.735.876 ao ano para a empresa investir em GTL⁷³.

É importante ressaltar que não estamos discutindo alocação de investimentos devido a políticas públicas, mas sim opções de políticas para a redução da queima de gás associado. A Tabela 70 resume as políticas para o GTL⁷⁴.

72 Ver ANP (2008b).

73 Aqui foi aplicado um percentual e um preço apenas a título de exemplificação. Os preços e percentuais de *royalties* aplicados para cada campo pode ser obtido em ANP (2008c). O volume foi baseado na capacidade de uma planta de 1000 bpd de *syncrude*.

74 Utilizou-se a seguinte classificação para as políticas: INCREMENTAL – novas políticas; RETIFICATIVA - ajustes em políticas existentes; SUBSTITUTIVA - substitui integralmente as políticas existentes; DERROGATÓRIAS - elimina políticas perversas ou inócuas.

Tabela 70 – Resumo das Políticas para o GTL

Políticas adotadas	Classificação	Observação
BNDES/Finame	Retificativa	Para o abatimento de 337.000 tCO ₂ , relativo a uma planta de 1 kbpd de capacidade de produção de <i>syncrude</i> , existe um diferencial de US\$ 50 milhões ao ano, a ser financiado.
P&D/CT Petro	Retificativa	Planta GTL de demonstração <i>offshore</i> de 1000 bpd necessita de investimento de US\$ 75 milhões. Isto é igual a 25% do dispêndio médio anual R\$ 600 milhões com C&T através dos fundos setoriais no Brasil) e menos de 10% do total arrecadado anualmente para finalidade do CT-Petro.
Retirada de <i>royalty</i> para o gás destinado ao GTL	Incremental	Para <i>royalties</i> de 10% sobre o valor bruto da produção, um preço de GN de R\$ 0,70/m ³ de gás e um volume de 96.226.800 m ³ /ano, ter-se-ia um benefício de cerca de US\$ 3,5 milhões ao ano para a empresa investir em GTL.
Metas progressivas	Retificativa	Metas progressivas de redução de queima com a aplicação de multas equivalentes ao valor do carbono emitido.

Fonte: Relatório Tema N

Com o objetivo de considerar as implicações e eventuais problemas que possam existir com a adoção das medidas de mitigação, foi realizada a análise, ainda que muito preliminar, dos prováveis ganhadores e perdedores.

No caso da utilização do CT-Petro para financiamento da implementação da tecnologia GTL, os ganhadores seriam os consumidores, os centros de pesquisa e a Petrobras. O governo seria o perdedor, por causa da queda de arrecadação para fazer o superávit primário. Assim como no refino, neste caso não existiria possibilidade de compensação, salvo por meio de uma melhor aplicação dos recursos públicos. Não obstante, o aumento da atividade econômica oriunda das plantas GTL, que seriam implantadas ao longo do cenário de análise, poderia compensar parte da perda do governo⁷⁵.

O financiamento com a utilização do Finame/BNDES apresenta como ganhadores o consumidor e a Petrobras. Outros setores industriais que pleiteiam e disputam os recursos do Finame poderão ser os perdedores neste caso. Uma possível medida de compensação poderia ser a ampliação do Finame, a abertura de linhas de crédito especiais para os setores que perdessem acesso ao programa e a utilização de benefícios fiscais.

Outra medida poderia se basear na redução gradativa dos limites permitidos de queima de gás, adotando-se metas compulsórias para o aproveitamento do gás natural associado. Neste caso, um possível ganhador seria o consumidor e o perdedor a Petrobras, uma vez que seria multada quando queimasse gás além das metas estabelecida. O valor da multa poderia equivaler exatamente ao valor da tonelada de CO₂ que seria emitida.

Finalmente poderia ser utilizado o *royalty relief* para o GN. Neste caso o ganhador seria a Petrobras. Os perdedores seriam os governos federal, estadual e municipal, que com isso perderão em arrecadação. No entanto, poderia ocorrer como efeito de segunda ordem, um crescimento da atividade econômica. A compensação poderia ser realizada por meio do retorno de parte da perda de receita do *royalty*. Esta quantia poderia voltar na forma do ICMS do diesel que será produzido via GTL e vendido (*idem* para nafta). Se for aplicada a multa, o perdedor seria a Petrobras e os ganhadores seriam o governo e o consumidor.

75 É mister enfatizar também que foge ao escopo desta análise avaliar a pertinência e os benefícios do superávit primário para a economia brasileira. Tampouco faz a análise um balanço de como se poderia compensar a perda de receita do superávit primário, que seria gerada pelo contingenciamento do CT-Petro, com outras fontes de receita.

7 Oferta de Energia – Setor de Produção de Eletricidade: Cogeração a Partir da Biomassa

7.1 Opções de Mitigação

O objeto da avaliação apresentada neste capítulo é a geração de eletricidade excedente a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar. O segmento industrial produtor de cana-de-açúcar é aquele no qual existe o maior potencial de produção de eletricidade a partir da biomassa residual: a capacidade ora instalada, segundo a Aneel (2009), é quase quatro vezes superior à capacidade instalada nas indústrias de celulose e papel (a partir do licor negro)⁷⁶, e quinze vezes superior à capacidade de geração com resíduos de madeira⁷⁷. Por outro lado, as perspectivas de significativo crescimento da geração de eletricidade são reais nas usinas de cana-de-açúcar, em função dos investimentos já em andamento e daqueles previstos em curto prazo, e muito menores a partir das demais biomassas residuais⁷⁸. Em função de tais aspectos, a análise apresentada neste capítulo é restrita ao potencial de geração de eletricidade a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar.

A contribuição da opção aqui analisada, para a redução das emissões de gases de efeito estufa, está associada ao fato de que a biomassa que pode ser utilizada para tal propósito (bagaço e palha) é renovável e é residual da produção de cana⁷⁹, que é empregada na produção de açúcar e etanol. Uma vez que a produção de cana é determinada pelos mercados de açúcar e etanol, nacional e internacional, pode ser considerado que não há emissões adicionais associadas à disponibilização da biomassa nas usinas. Ou seja, é aceito o critério de alocação em que todas as emissões do processo produtivo são imputadas ao etanol e/ou ao açúcar.

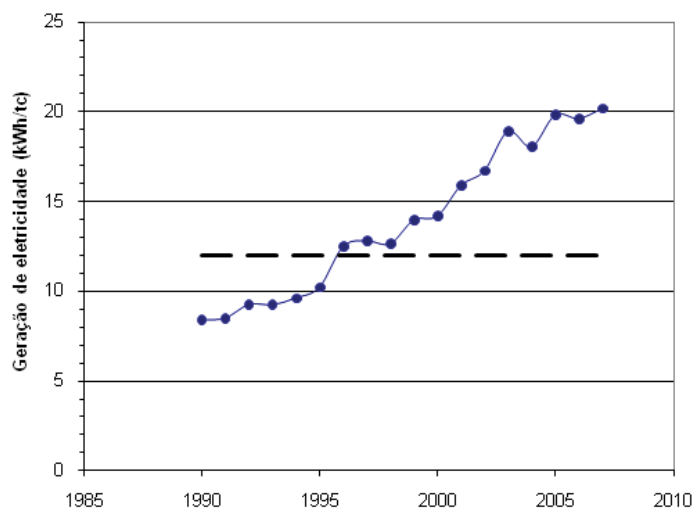
No Brasil, todas as usinas são eletricamente autossuficientes no período da safra e, portanto, a situação analisada corresponde à produção de eletricidade excedente com consequente deslocamento de outras opções de geração de eletricidade. Assim, as emissões evitadas no setor elétrico estão associadas às mudanças da matriz de geração de eletricidade no período 2010-2030. No Gráfico 5 é apresentada a evolução da geração de eletricidade a partir da biomassa residual da cana (unicamente bagaço, no caso), em kWh por tonelada de cana moída, no período 1990-2007. A geração de eletricidade acima de 12 kWh/tc (linha horizontal, na figura) corresponde ao nível de autossuficiência no abastecimento elétrico (em média, para usinas sem acionamento elétrico de equipamentos de grande porte). Pode-se ver que, em média, a produção de eletricidade excedente no Brasil só viabilizada a partir de meados da década de 1990.

76 Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, a capacidade instalada a partir de bagaço em Abril de 2009 era 3.732 MW, com 1.024 MW a partir de licor negro.

77 240 MW a partir de resíduos de madeira. As demais biomassas (biogás, casca de arroz e carvão vegetal) contribuem com menos de 100 MW. No total, a capacidade instalada a partir da biomassa soma 5.094 MW.

78 Ainda segundo a Aneel, há mais 330 MW em construção e quase 2.500 MW outorgados, em um total de 3.000 MW possíveis de serem viabilizados em curto prazo a partir da biomassa (portanto, 91% do total).

79 No futuro, com a viabilização comercial das chamadas tecnologias de segunda geração de biocombustíveis, haverá competição entre a produção de eletricidade (excedente) e de biocombustíveis.



Fonte: Relatório Tema K

No caso objeto de análise, a estimativa da eletricidade que pode ser gerada depende dos seguintes aspectos: (i) primeiro, da disponibilidade de biomassa, que está associada à cana necessária à produção de etanol e açúcar, bem como à recuperação de palha no canavial, para ser utilizada como combustível nas usinas⁸⁰; (ii) segundo, às configurações dos sistemas de cogeração, consideradas pressão e temperatura do vapor gerado, operação apenas durante a safra ou durante todo o ano, demandas energéticas do processo industrial (i.e., potência necessária e demanda de vapor), da configuração do processo produtivo (i.e., puramente convencional ou com unidade de hidrólise anexa⁸¹); (iii) e, por fim, das taxas de penetração de tecnologias inovadoras, como a que permite a geração de eletricidade em ciclos nos quais a biomassa gaseificada é queimada em turbinas a gás (ciclos BIG-GT, do Inglês Biomass Integrated Gasifier to Gas Turbines).

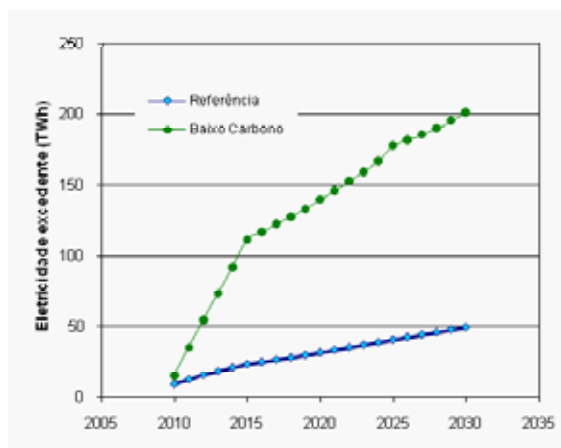
Como acima mencionado, uma vez que é assumido que as emissões de gases de efeito estufa (GEE) são nulas no caso da produção de eletricidade a partir da biomassa residual da cana, as emissões evitadas dependem da matriz de geração elétrica considerada no período objeto de análise. Para tanto, foi adotado o perfil de geração elétrica previsto no Plano Nacional de Energia (PNE), que tem como horizonte o ano 2030. Os fatores de emissão considerados são os mesmos apresentados no PNE 2030 (EPE, 2008).

Em relação ao Cenário Referência, o crescimento em quatro vezes na produção de eletricidade excedente deve-se (i) ao aumento da produção de cana, em função da maior produção de etanol; (ii) à maior recuperação de palha; e (iii) à maior eficiência de geração elétrica, devido às alternativas consideradas (configurações e número de unidades mais eficientes). A evolução da geração de eletricidade excedente no período 2010-2030, nos Cenários Referência e Baixo Carbono, é apresentada no Gráfico 6.

80 Como será apresentado mais à frente, esses parâmetros foram definidos conjuntamente com a equipe do subprojeto F, que trata da produção de etanol em larga escala.

81 E, nesse caso, as eficiências do processo produtivo por hidrólise são parâmetros importantes.

Gráfico 6 – Evolução da geração de eletricidade excedente a partir da biomassa residual, em sistemas de cogeração



Fonte: Relatório Tema K

No contexto da produção de eletricidade excedente a partir da biomassa residual da cana, três opções técnicas são consideradas, tanto no Cenário Referência quanto no Cenário Baixo Carbono. Duas alternativas correspondem a sistemas de cogeração com turbinas a vapor, sendo que em um caso são consideradas apenas turbinas a vapor de contrapressão (operação apenas no período da safra), e, em outro, turbinas de extração e condensação (com possível operação ao longo de todo o ano). A diferença entre os Cenários Referência e Baixo Carbono é que, no último, são considerados sistemas com maior pressão e temperatura do vapor gerado. Neste trabalho, os parâmetros considerados correspondem a 90 bar, 520°C, que são os parâmetros dos melhores sistemas ora fabricados no Brasil. Tecnicamente, não há diferença entre os sistemas de cogeração com turbinas de extração e condensação, nas usinas que serão modernizadas, e aqueles que serão instalados em novas destilarias (sem hidrólise anexa e sem sistemas BIG-CC).

A consideração de instalação dos sistemas BIG-CC deve-se ao objetivo de que a geração de eletricidade excedente seja maximizada. A tecnologia ainda não é comercial, e foi considerado que o primeiro sistema seria instalado em 2018.

7.1.1 Descrição técnica das opções

a) **Sistemas com turbinas de contrapressão**

No Cenário Baixo Carbono, a tecnologia de cogeração com turbinas de contrapressão foi considerada apenas para as (novas) destilarias que terão produção de hidrólise anexa às destilarias convencionais. Nesse caso, a produção de etanol deveria ser maximizada, e o dimensionamento foi feito de sorte a que todo bagaço possível pudesse ser enviado à unidade de produção por hidrólise. Ainda nesse caso, sistemas de cogeração com turbinas de extração e condensação não seriam possíveis, uma vez que a biomassa a ser empregada no sistema de potência só permite o atendimento da demanda de vapor de processo⁸².

82 Nos sistemas de cogeração com turbinas de contrapressão, quanto menor a demanda de vapor de processo, menos eletricidade é gerada. Nesse caso, mais biomassa poderia ser destinada à produção de etanol por hidrólise.

A geração de eletricidade excedente poderia ser ampliada com sacrifício da produção de etanol por hidrólise, ou com melhoria dos parâmetros do sistema de cogeração (i.e., pressão e temperatura do vapor gerado). Em relação à situação definida no dimensionamento, a redução da geração de eletricidade excedente não permitiria maior produção de etanol por hidrólise. A redução na produção de eletricidade excedente, caso fosse esse o objetivo, só ocorreria com piora dos parâmetros do sistema de cogeração (i.e., pressão e temperatura do vapor gerado). Foi considerado que todos os sistemas que forem instalados no período 2010-2030 terão geração de vapor a 90 bar, 520°C.

A queima de palha em geradores de vapor (i.e., queima controlada), ao invés da queima da palha no campo, anterior à colheita, traz benefícios ambientais em função da redução das emissões de material particulado, de óxidos de nitrogênio e de metano. O benefício pode ser indiretamente atribuído à maior geração de eletricidade excedente, mas é, na realidade, decorrência do processo de mecanização da colheita - que será obrigatório em grande parte do Brasil até o fim da próxima década.

Como nesses sistemas não há necessidade de condensação de vapor, não existiriam os eventuais efeitos negativos associados à captação de água para uso em sistemas de resfriamento.

b) ***Sistemas com turbinas de extração e condensação***

No Cenário Baixo Carbono, a tecnologia de cogeração com turbinas de extração e condensação foi considerada tanto no caso da modernização dos sistemas de potência das usinas existentes, quanto para uso nas novas destilarias que não terão produção de hidrólise anexa. No caso, o objetivo é maximizar a produção de eletricidade, empregando-se para tanto todo o bagaço disponível na unidade industrial e mais 50% da palha disponível no campo (que seria recuperada quando da colheita mecanizada e transportada para a usina/destilaria).

No caso dessa tecnologia, a geração de eletricidade é função da demanda de vapor de processo, sendo tanto maior quanto menor for o consumo industrial. Como o fluxo de vapor extraído das turbinas é minimizado com a redução da demanda de vapor de processo, mais vapor pode ser levado à condensação. Assim, a geração de eletricidade é maximizada, mas há de se considerar eventuais restrições para a captação de água para resfriamento.

Neste trabalho, foi considerado que todos os sistemas que forem instalados no período 2010-2030 terão geração de vapor a 90 bar, 520°C, e a demanda de vapor de processo será 300 kg/tonelada de cana processada. Essas hipóteses foram aplicadas aos sistemas a serem instalados quando da modernização de usinas existentes, bem como nas novas destilarias. Quanto à redução da demanda de vapor de processo, a hipótese é plenamente justificável em médio prazo, mas pouco provável em curto prazo.

Os mesmos comentários sobre a queima controlada da palha, apresentados na seção anterior, são também válidos aqui.

c) ***Sistemas BIG-CC***

No Cenário Baixo Carbono, o emprego dos sistemas de produção de potência baseados na gaseificação da biomassa, com uso do gás combustível em turbinas a gás, foi considerado após 2018. Por hipótese, foi considerado que a alternativa seria suficientemente competitiva em 2025, a ponto de que após essa data apenas sistemas BIG-CC seriam construídos, sempre que o objetivo fosse a maximização da produção de eletricidade excedente⁸³.

83 Ou seja, após 2025 apenas sistemas BIG-CC seriam construídos nas novas destilarias que não tivessem hidrólise anexa. Essa hipótese inicial não se mostrou totalmente consistente, uma vez que

A completa integração dos sistemas BIG-CC a uma unidade industrial requer significativa redução da demanda de vapor de processo. Foi considerado, conservadoramente, que a demanda de vapor de processo seria reduzida para 300 kg de vapor/tonelada de cana processada, ou seja, o mesmo parâmetro considerado no caso dos sistemas Cest.

Os sistemas foram dimensionados supondo a gaseificação atmosférica da biomassa, que corresponde à tecnologia que deve ser disponibilizada comercialmente antes da gaseificação pressurizada em larga escala, mas que impõe restrições ao sistema do ponto de vista da eficiência de geração elétrica.

Os mesmos comentários sobre os benefícios indiretos da queima controlada da palha, anteriormente mencionados, poderiam ser aqui repetidos. No caso do consumo de água, por estarem sendo considerados ciclos combinados, a captação de água necessária ao resfriamento do vapor seria menor na comparação com os sistemas Cest.

7.1.2 Informações sobre a implementação das opções

a) **Sistemas com turbinas de contrapressão**

Sistemas de cogeração com turbinas de contrapressão correspondem à tecnologia usualmente empregada nas unidades industriais que processam cana-de-açúcar. Neste trabalho, no Cenário Baixas Emissões de Carbono, a diferença em relação aos sistemas convencionais está no fato de que foi considerada a implementação dessa tecnologia exclusivamente nas usinas que terão unidades anexas de produção de etanol por hidrólise. Como o objetivo é maximizar a produção de etanol, os sistemas foram dimensionados de sorte que operem unicamente com o fluxo de vapor que permite o atendimento da demanda térmica do processo industrial. Uma vez que foi imaginado que geradores de vapor que operam a 90 bar, 520°C, serão opção padrão em alguns anos, foi considerado que em todos os sistemas a serem construídos a geração de vapor ocorrerá nessas condições.

O investimento para uma unidade com 25 MW de capacidade total instalada foi estimado em 1.907 R\$/kW em Dezembro de 2008. A avaliação foi feita a partir dos parâmetros de avaliações econômicas de sistemas de cogeração a partir da biomassa, com turbinas a vapor de contrapressão, cujos valores foram corrigidos pelo IGP-M. Na avaliação obteve-se uma função de custos específicos por capacidade instalada, para que efeitos de escala pudessem ser considerados. Por outro lado, efeitos de aprendizado tecnológico não foram considerados, pois tal efeito não tem sido verificado no Brasil no que diz respeito aos custos de sistemas de potência a vapor. Foi considerado que em cada destilaria haverá dois módulos de igual capacidade (i.e., gerador de vapor, turbina a vapor e alternador), para aumentar a confiabilidade do sistema. Foi estimado que os custos de interconexão com a rede elétrica correspondem a 35% do valor do investimento do sistema de potência, o que foi calculado para uma distância de 10-12 km entre a unidade industrial e a rede elétrica. Para efeito de cálculo dos custos da eletricidade excedente foi descontado o investimento correspondente ao sistema de cogeração que assegura a autossuficiência da unidade industrial.

Os custos anuais de O&M foram estimados como equivalentes a 3% do valor do investimento do sistema de potência. O custo do bagaço foi estimado como sendo R\$ 22,60/tonelada de biomassa seca (custo de oportunidade) e o custo da palha foi estimado como sendo R\$ 40,70/tonelada de biomassa seca (custo de recuperação). Valores constantes foram assumidos em todo o período 2010-2030. No caso dos sistemas de potência nas destilarias que têm unidades anexas de produção de etanol por hidrólise, foi atribuído custo a toda a palha consumida

os custos da eletricidade produzida em sistemas BIG-CC ainda seriam 67% a 40% maiores do que os custos de geração nos sistemas Cest, entre 2026 e 2030.

como combustível (i.e., todo o custo da palha foi alocado à eletricidade), mas não foi atribuído custo ao bagaço consumido pois, nesse caso, a queima do bagaço para geração de potência é significativamente menor do que nos sistemas convencionais ora existentes⁸⁴.

b) ***Sistemas com turbinas de extração e condensação***

Sistemas de cogeração com turbinas de extração e condensação correspondem à tecnologia comercial, mas de emprego limitado nas unidades industriais que processam cana-de-açúcar, no Brasil, em função das oportunidades restritas de comercialização da eletricidade excedente. No Cenário Baixo Carbono, o emprego dessa tecnologia foi considerado em associação com a hipótese de maximização da geração de eletricidade e de sua comercialização. A tecnologia seria empregada em todas unidades antigas, que serão modernizadas ao longo do período 2010-2030, e também nas novas destilarias que não terão hidrólise anexa (em algumas serão instalados sistemas BIG-CC).

O investimento para construir uma unidade com 40 MW de capacidade total instalada, por exemplo, foi estimado em 2.526 R\$/kW em Dezembro de 2008. A avaliação foi feita a partir de uma função de custos específicos, ajustada a uma série de custos de empreendimentos reais cujos valores foram corrigidos para Dezembro de 2008 pelo IGP-M. Tampouco foram considerados os efeitos de aprendizado tecnológico; no caso das novas destilarias, foram considerados os efeitos de escala, uma vez que a capacidade de moagem das usinas aumenta no período. Já no caso das usinas existentes, que são modernizadas, não foi considerado o efeito de escala pois a avaliação foi feita para uma usina com capacidade média de moagem de 1,6 milhão de toneladas de cana por safra. Em outras palavras, nessa situação o investimento é igual em todas as usinas modernizadas.

Foi considerado que em cada destilaria haverá dois módulos de igual capacidade (i.e., gerador de vapor, turbina e alternador). Foi estimado que o investimento na interconexão com a rede elétrica corresponde a 25% do valor do investimento no sistema de potência, no caso de novas destilarias (16-18 km de distância entre a unidade industrial e a rede), e a 15% no caso das usinas já existentes (mais próximas da rede, e com infraestrutura já existente). Para efeito de cálculo dos custos da eletricidade excedente foi descontado o investimento correspondente a um sistema de cogeração que assegura a autossuficiência da unidade industrial.

Os custos anuais de O&M foram estimados como equivalentes a 2% do valor do investimento do sistema de potência. O custo do bagaço foi estimado como sendo R\$ 22,60/tonelada de biomassa seca (custo de oportunidade) e o custo da palha foi estimado como sendo R\$ 40,70/tonelada de biomassa seca (custo de recuperação). Valores constantes foram assumidos em todo o período 2010-2030. Foi atribuído custo a toda a palha consumida como combustível, mas à eletricidade foi apenas alocado o custo do bagaço, que corresponde a 12% da disponibilidade total (consumo adicional estimado em relação ao sistema convencional que assegura a autossuficiência elétrica).

c) ***Sistemas com gaseificação da biomassa (BIG-CC)***

Sistemas baseados na gaseificação da biomassa e emprego do gás combustível na alimentação da turbina a gás de ciclos combinados, não representam tecnologia comercialmente disponível. No Cenário Baixo Carbono foi considerado que a tecnologia passaria a ser empregada em 2018, em completa integração térmica com as unidades industriais (destilarias), e que haveria crescimento do ritmo de instalação, de sorte que 29 destilarias contariam com tal

84 Ou seja, a consideração é que a geração de mais eletricidade excedente não causa aumento do consumo de bagaço em relação aos sistemas atuais.

tecnologia em 2030.

No dimensionamento feito foi estimado que os módulos de sistemas BIG-CC terão capacidade variável entre 80 e 120 MW, em função da capacidade de moagem das destilarias. Cada destilaria teria dois módulos de igual capacidade, para aumentar a confiabilidade e reduzir os custos. A primeira unidade (módulo de 80 MW), a ser construída em 2018, teria custo equivalente a 4.500 US\$/kW instalado; pelo efeito de aprendizado (*progress ratio* = 0,85), os custos específicos seriam reduzidos para 1.237 US\$/kW em 2030. O investimento na interconexão com a rede elétrica foi estimado como sendo 25% do valor do investimento no sistema de potência, supondo 35 km de distância entre a unidade industrial e a rede elétrica. Na avaliação de custos da eletricidade gerada, foi descontado o investimento do sistema convencional que assegura autossuficiência elétrica.

Os custos de O&M foram estimados em 15,5 US\$/MWh para o primeiro módulo, com tendência de redução pelo efeito de aprendizado tecnológico. Os custos chegariam a 6,8 US\$/MWh para as unidades construídas em 2030. Para a biomassa, os custos foram estimados em função de seu consumo, consideradas as mesmas hipóteses descritas no caso dos sistemas de cogeração com turbinas a vapor de extração e condensação.

Tabela 71 – Hipóteses da análise técnico-econômica – 2010-2030 – Valores em milhões de US\$

Cumulativo Proposta considerada	Cenário de Referência			Cenário Baixo Carbono		
	Investimento	O&M	Biomassa	Investimento	O&M	Biomassa
Contrapressão	5.193			3.174	95	217
Extração e condensação modernizadas	6.465			19.712	394	793
novas destilarias				17.781	368	755
BIG-CC	5.099			11.597	254	169
Total	16.756	716	800	52.264	1.111	1.935

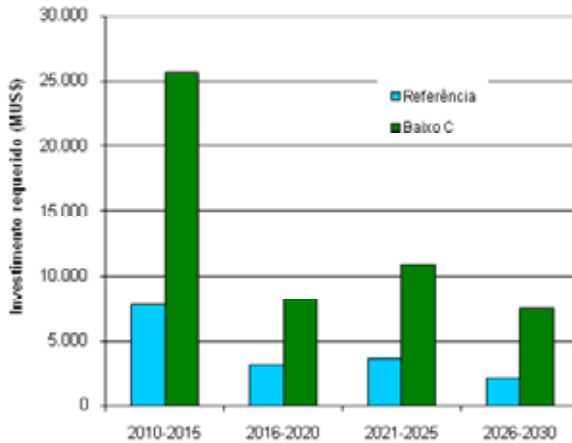
Fonte: Relatório Tema K

O investimento total para a construção de unidades para geração de eletricidade em larga escala em todas as novas destilarias, bem como para a modernização de grande parte das usinas existentes, corresponde a 52,3 bilhões US\$ no período 2010-2030 no Cenário Baixo Carbono e a 16,8 bilhões US\$ no Cenário Referência. A diferença entre os dois cenários é igual a 35.507 milhões US\$. Os investimentos no Cenário Baixo Carbono incluem a interconexão para a venda de eletricidade excedente, investimento que é estimado em quase 10 bilhões US\$.

A capacidade a ser instalada no Cenário Baixo Carbono no período 2010-2030 seria quase igual a 39,5 GW (24 GW em novas unidades industriais), o que resultaria custo médio de 1.324 US\$/kW instalado (no período 2010-2030), incluindo interconexão, ou 1.074 US\$/kW, sem os custos de interconexão. Os custos médios são afetados pela consideração de construção de sistemas BIG-CC em 29 destilarias, com custos unitários que variariam de 4.500 US\$/kW para a primeira unidade, até 1.237 US\$/kW para as unidades construídas em 2030. Assim, em 2030 o custo unitário dos sistemas BIG-CC seria equivalente ao custo dos sistemas convencionais a vapor, com turbinas de extração e condensação, mas os custos da eletricidade gerada ainda seriam mais altos.

O cronograma de realização dos investimentos é ilustrado no Gráfico 7, no qual são apresentados os investimentos necessários em quatro subperíodos entre 2010 e 2030. A concentração de investimentos até 2015 deve-se à hipótese de acelerada modernização dos sistemas de potência das usinas existentes; embora o período de modernização tenha sido ampliado em relação ao que é apresentado no PNE 2030, o impacto ainda é grande e evidente.

Gráfico 7 – Investimentos requeridos para geração de eletricidade em larga escala, em cogeração, a partir da biomassa residual da cana.



Fonte: Relatório Tema K

7.2 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento

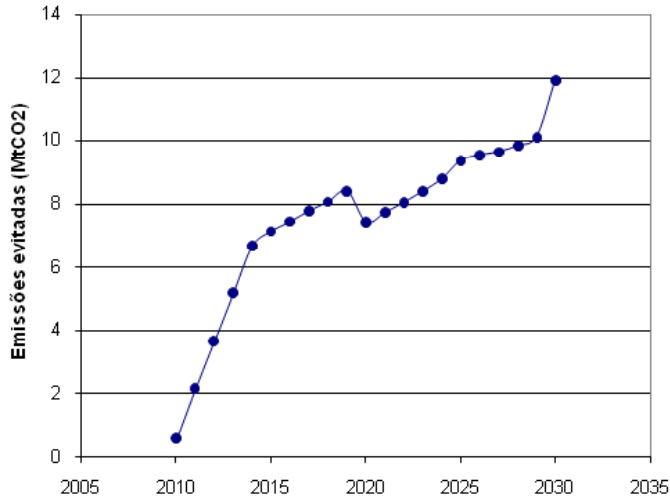
As emissões evitadas de dióxido de carbono foram calculadas supondo que a geração de eletricidade excedente em sistemas de cogeração, a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar, permite o deslocamento de emissões de outras unidades de geração elétrica que atenderão o sistema interligado no período 2010-2030. Como havia sido comentado anteriormente, a suposição é que a geração de eletricidade em cogeração não causa emissões de dióxido de carbono, pois a biomassa usada é renovável e outras emissões de GEE são atribuídas ao etanol, que é o produto principal da atividade.

As emissões foram calculadas considerando-se a geração de eletricidade excedente nos dois Cenários e os fatores de emissão de dióxido de carbono da operação do sistema elétrico nacional, estimados para o período 2010-2030. Essa estimativa foi feita a partir do perfil de expansão do sistema elétrico brasileiro no período (PNE 2030), e de fatores de emissão típicos das várias fontes e tecnologias de geração elétrica. Os fatores de emissão variam de 94 kgCO₂/MWh em 2010-2013 a 69 kgCO₂/MWh em 2020-2029, ou seja, são muito baixos, em função da hipótese de que a expansão da capacidade de geração elétrica se dará majoritariamente com geração hidrelétrica. A título de exemplo, as emissões de dióxido de carbono associadas à operação do sistema elétrico brasileiro em 2008, quando termoeletricas operaram com certa regularidade, variaram de 384 kgCO₂/MWh (em novembro) a 625 kgCO₂/MWh (em fevereiro) (MCT, 2009).

As emissões evitadas totais no período 2010-2030, considerada a diferença entre o Cenário Baixo Carbono e o Cenário Referência, foram estimadas em 157,9 MtCO₂, sendo 7,5 MtCO₂/ano

a média das emissões evitadas no período. O crescimento das emissões evitadas no período é apresentado no Gráfico 8.

Gráfico 8 – Emissões evitadas entre 2010 e 2030 – diferenças entre Cenário Baixo Carbono e Cenário Referência – em relação às alternativas de expansão do sistema elétrico (Base PNE 2030)



Fonte: Relatório Tema K

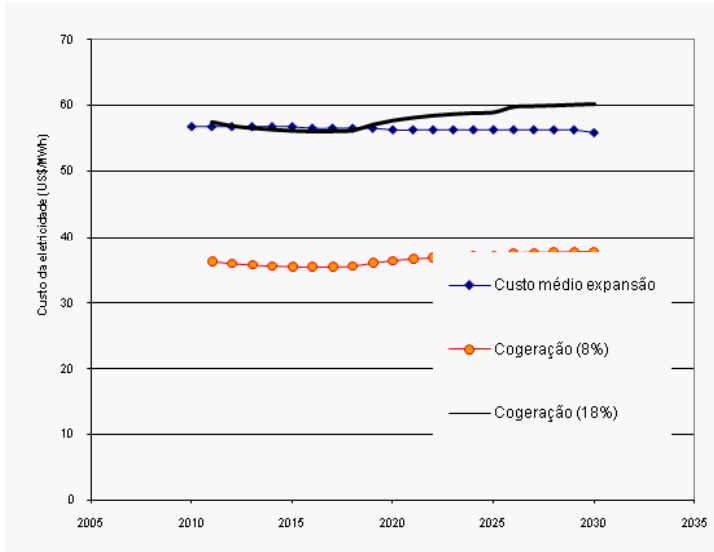
Para o Cenário Baixo Carbono, em relação ao Cenário Referência, o custo de abatimento médio no período 2010-2030 foi estimado como sendo $-262,8 \text{ US\$/tCO}_2$, para taxa de desconto de 8% ao ano. Este custo é aquele que iguala os custos de geração elétrica no período (cogeração com biomassa da cana *vis-à-vis* alternativas de geração previstas no PNE 2030), e é alocado integralmente às emissões evitadas. Este é o custo marginal de abatimento associado à cogeração com biomassa residual da cana.

Como pode ser visto no Gráfico 10, o custo da cogeração a partir da biomassa residual da cana no Cenário Baixo Carbono, para taxa de desconto de 8% ao ano, é bastante menor do que o custo médio de expansão previsto no PNE 2030, o que resulta custos de mitigação negativos em todo o período ($36,60 \text{ US\$/MWh}$ *vis-à-vis* $56,57 \text{ US\$/MWh}$).

Já para a taxa de desconto de 18% ao ano, que é pretendida pelos empresários tradicionais do setor sucroalcooleiro para investimentos em cogeração⁸⁵, o custo médio de mitigação é $27,9 \text{ US\$/tCO}_2$; para taxa de desconto de 18%, os custos de expansão via cogeração são maiores do que os custos referenciais de expansão do sistema elétrico brasileiro a partir de 2018, conforme pode ser observado no Gráfico 9 (na média, $58 \text{ US\$/MWh}$ *vis-à-vis* $56,57 \text{ US\$/MWh}$).

85 Para investimentos no *core business* do setor – i.e., produção de açúcar e etanol – a taxa de desconto usual é 15% ao ano. Para a geração de eletricidade excedente, que não é a atividade padrão do setor, e com a qual o empresariado tem maior percepção de risco, a taxa de desconto esperada é maior.

Gráfico 9 – Estimativa de custos médios de geração elétrica – PNE 2030 em relação a sistemas de cogeração com biomassa residual da cana (taxas de desconto 8% e 18% ao ano).



Fonte: Relatório Tema K

A avaliação alternativa do custo de abatimento é a *break-even carbon price*, que é feita para a taxa de desconto esperada pelo investidor típico na geração de eletricidade em sistemas de cogeração a partir da biomassa residual da cana (18%). É calculado o valor da tonelada de dióxido de carbono que permite, em adição à venda da eletricidade excedente ao custo marginal de expansão, que o investidor alcance a remuneração pretendida ao investimento feito. Para a venda de eletricidade excedente ao custo marginal de expansão (média de 56,57 US\$/MWh no período 2010-2030), o *break-even carbon price* foi avaliado como o custo médio de mitigação, que é 34,0 US\$/tCO₂. Na Tabela 72 são sintetizados os resultados de emissões evitadas e custos de abatimento da cogeração a partir da biomassa residual da cana. No Gráfico 10 são apresentados os custos marginais e o *break-even carbon price* estimados para o período 2010-2030.

Tabela 72 – Emissões evitadas (diferença entre os Cenários Baixo Carbono e Referência)

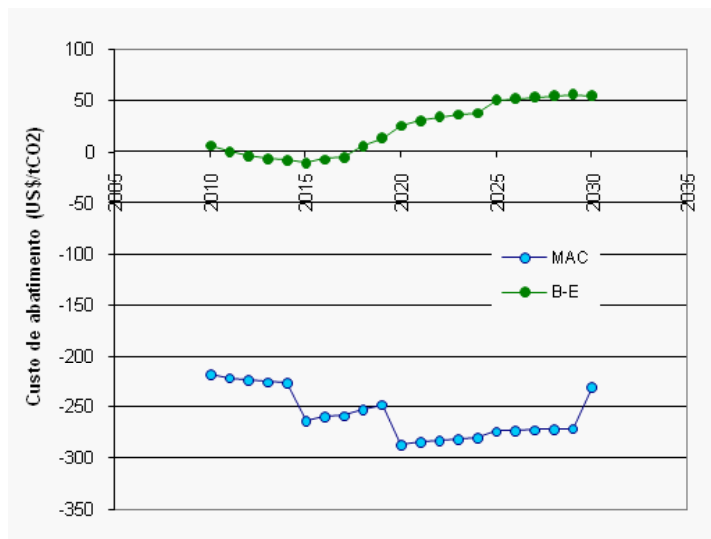
Opções de mitigação ou sequestro	Potencial de redução bruto entre 2010-30 (tCO ₂ e)	Custo de abatimento médio no período (US\$/tCO ₂) - taxa de desconto (8%) ¹	Break-even carbon price (US\$/tCO ₂) ²
Emissões evitadas	157.901.348	-248,2	34,0

Notas: ¹ Valor da tCO₂ que iguala os custos da eletricidade gerada a partir da cogeração com biomassa e a geração convencional, considerada a expansão prevista no PNE 2030.

² Valor da tCO₂ que permite rentabilidade de 18% ao ano para o investidor que gerar eletricidade excedente e vendê-la ao custo marginal de expansão.

Fonte: Relatório Tema K

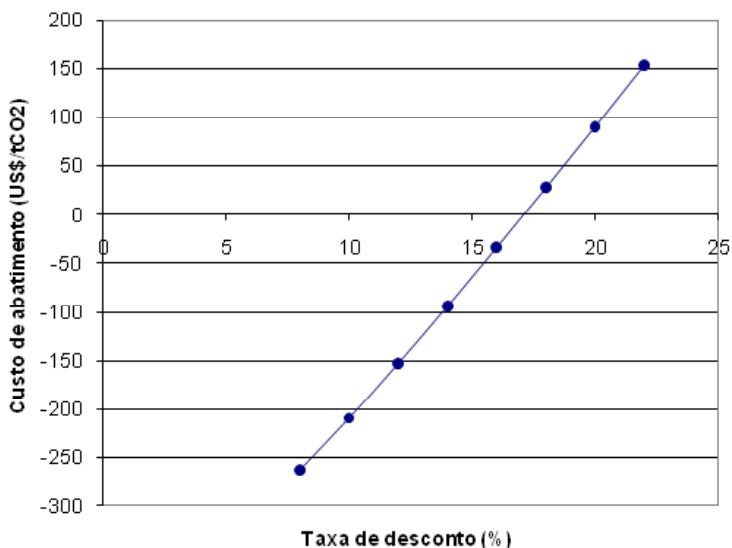
Gráfico 10 – Evolução do custo marginal de abatimento (MAC) e break-even (B-E) no período 2010-2030, para cogeração a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar.



Fonte: Relatório Tema K

O custo de abatimento (US\$/tCO₂) em função da taxa de desconto requerida é apresentado no Gráfico 11. Conforme pode ser observado na figura, para taxas de desconto acima de 17%, aproximadamente, o custo de mitigação passa a ser positivo.

Gráfico 11 – Abatimento das emissões de CO₂ em função da taxa de remuneração do capital esperada pelo investidor



Fonte: Relatório Tema K

7.3 Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono

A seguir são apresentadas barreiras que fazem com que seja impossível, no momento, a geração de eletricidade excedente em sistemas de cogeração a partir da biomassa residual segundo as premissas do Cenário Baixo Carbono. As barreiras são classificadas de acordo com sua natureza.

Barreiras tecnológicas – Entre as tecnologias consideradas, a única que no momento não é comercialmente disponível é a BIG-CC. No estudo foi considerado que a primeira unidade seria posta em operação em 2018, o que é bastante improvável dado que, para essa tecnologia, significativos investimentos em P&D não têm ocorrido nos últimos anos. Cabe mencionar que para essa tecnologia, até agora, esforços de P&D não foram feitos no Brasil, e o desenvolvimento necessário deve ser feito em vários países. Mesmo que a tecnologia esteja comercialmente disponível em 2018, é improvável que módulos de 80 MW possam ser instalados em tão curto período (capacidade dos primeiros módulos que seriam instalados em 2018). Por outro lado, mesmo que qualquer sistema BIG-CC venha a ser construído no período, e sistemas convencionais com turbinas a vapor de extração e condensação sejam construídos em seu lugar, o potencial de geração elétrica seria reduzido em menos de 10% em 2030 (em relação ao estimado no Cenário Baixo Carbono); nesse caso, os custos médios de geração elétrica seriam reduzidos. Portanto, essa barreira não deve impactar significativamente os resultados aqui apresentados.

Barreira tecnológica bem mais significativa, e restritiva, está associada às atuais dificuldades de queima de palha da cana, em grande quantidade. A palha tem composição química distinta da do bagaço, e os riscos de problemas operacionais conhecidos como *fouling* e *slagging* são significativos. Caso não haja avanços em curto prazo, o potencial de geração elétrica poderia ser bastante prejudicado, pois, em todos os sistemas considerados, o aporte energético da palha é muito relevante. No caso específico das destilarias que teriam/terão unidades anexas de produção de etanol por hidrólise, a impossibilidade de queima de palha em larga escala praticamente inviabilizaria tal rota tecnológica a partir do bagaço. A necessidade de esforços em P&D é clara, e as iniciativas caberão quase exclusivamente ao Brasil, uma vez que o interesse quanto ao uso energético da palha da cana é bastante diminuto em outros países.

Barreiras associadas ao porte dos sistemas – Efeitos de escala foram considerados na avaliação dos investimentos e, conseqüentemente, dos custos da eletricidade gerada. Se os sistemas de potência tiverem capacidade menor do que a estimada neste trabalho, os custos de geração são maiores, o que implicaria tanto redução do potencial quanto elevação dos custos de mitigação das emissões de dióxido de carbono.

Foi estimado que cerca de 40% da geração elétrica potencial em 2030 estaria em usinas já existentes, que seriam modernizadas. Por simplificação, a avaliação dos custos de geração foi feita supondo uma usina típica, com capacidade de moagem de 1,6 milhão de toneladas de cana por safra. Nessas unidades industriais, a capacidade a ser instalada é de 40 MW em sistemas com turbinas a vapor de extração e condensação, mas em usinas muito menores a mesma tecnologia talvez não possa ser empregada, pois os custos da eletricidade gerada seriam bastante elevados.

Ainda a respeito dos sistemas a vapor com turbinas de extração e condensação, deve ser considerada a restrição potencial devido à necessidade de captação de água para condensação de vapor. Em algumas regiões não será possível a instalação de tais tecnologias e, conseqüentemente, haverá redução do potencial de geração de eletricidade e de redução das emissões de dióxido de carbono.

Barreiras regulatórias – Uma importante barreira para a viabilização do potencial

estimado neste trabalho diz respeito às restrições físicas (e.g., distância, sobrecarregamento das linhas existentes) e aos altos custos da interconexão elétrica. A instalação de usinas/destilarias em um dado local não é pautada por sua proximidade com as redes elétricas e pela facilidade de interconexão, ao contrário de termelétricas a combustível fóssil (e.g., a óleo combustível e óleo diesel).

150

Aspecto importante é que a regulação do setor elétrico imputa ao empreendedor da geração distribuída a responsabilidade de construção do sistema de conexão com a rede de distribuição ou de transmissão. Os potenciais empreendedores em sistemas de cogeração a biomassa identificam os seguintes problemas relacionados a tal regulação:

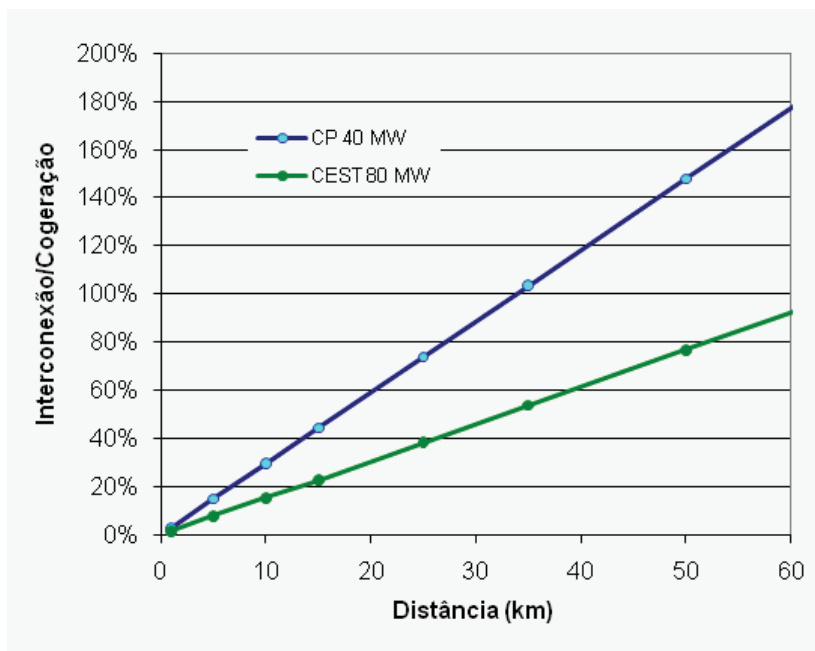
a) o ponto de interconexão é decisão da distribuidora, que muitas vezes alega razões técnicas e obriga a interconexão em um ponto mais distante e/ou, ainda, a necessidade de reforço da rede. Há assimetria de informações e o empreendedor não tem como saber se o que é exigido é realmente necessário e se há alternativa mais barata. Essa é uma restrição clássica da geração distribuída e o sistema regulatório existente no Brasil não trata adequadamente a questão. A solução regulatória não é justa no sentido de que não permite a identificação e a recompensa dos benefícios dos empreendimentos em cogeração, tanto quanto energia e capacidade. Em Dezembro de 2008 a Aneel aprovou, por Resolução Normativa, nova versão do Prodist – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional; até onde foi possível averiguar, os problemas mencionado neste relatório não foram sanados;

b) o custo de interconexão pode ser muito significativo em relação ao investimento no sistema de potência (ver Gráfico 12), e esses custos podem afetar drasticamente a viabilidade do investimento;

c) os empreendedores alegam que não têm familiaridade com investimentos dessa natureza, e que pagam bem mais do que as empresas elétricas por obras similares.

No Gráfico 12 é apresentada estimativa de quanto representa o investimento em interconexão em relação ao investimento no sistema de cogeração com biomassa, com turbinas a vapor (sistema com turbinas de contrapressão e de extração e condensação com capacidade de geração de 40 e 80 MW, respectivamente). Observa-se que, para uma mesma distância, quanto menor a capacidade do sistema, maior a incidência do custo de conexão. Também pode-se observar que, em vários casos, os custos de interconexão podem ser proibitivos para distâncias maiores do que, por exemplo, 15-35 km.

Gráfico 12 – Fração do investimento na interconexão sobre o investimento no sistema de cogeração, em função da distância entre o sistema de geração e o ponto de conexão.



Nota: Conexão de um sistema com turbina de contrapressão, para geração de 40 MW, e de um sistema com turbina de extração e condensação, com capacidade de geração de 80 MW.

Fonte: Relatório Tema K

Deve ser observado que, no Brasil, a expansão da malha de subtransmissão é um problema não específico das unidades de cogeração a partir da biomassa, e existe desde a reforma do setor elétrico, nos anos 1990. Anos atrás foi concedido o benefício de redução das tarifas de uso do sistema de transmissão-distribuição para as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, mas o mesmo não ocorreu para os sistemas de cogeração. Mais recentemente, para a cogeração abaixo de 30 MW foram concedidos descontos de 50% para uso dos sistemas de transmissão/distribuição (30 MW é o limite para enquadramento como PCHs), mas tal capacidade é baixa para os empreendimentos que são considerados neste trabalho.

Para empreendimentos de geração distribuída em áreas nas quais a malha de transmissão existente tem baixa densidade espacial, como, por exemplo, no Centro-Oeste, a solução encaminhada é a construção de Centrais Coletoras, para que os custos de interconexão sejam reduzidos. Estudos específicos já foram feitos considerando o potencial existente no Mato Grosso do Sul e em Goiás. Tal ação minimiza o problema acima mencionado; não o resolve definitivamente.

Como a produção de eletricidade excedente não será economicamente viável em todos os empreendimentos de cogeração a partir da biomassa, é preciso que a solução regulatória a ser encaminhada seja seletiva: que seja direcionada aos empreendimentos de maior potencial.

Barreiras culturais – A cultura existente no setor energético brasileiro, em geral, e no

setor elétrico, em particular, leva à priorização da geração hidrelétrica. A lógica vigente é que o aproveitamento do potencial hidroelétrico deve ser a primeira prioridade, e que alternativas devem ser buscadas para que a capacidade hidrelétrica já existente seja melhor aproveitada. Nesse sentido, por exemplo, foram criados leilões que favorecem a construção de termoeletricas a combustível fóssil, para as quais o melhor cenário é operarem muito pouco e, melhor ainda, se nunca tiverem de operar, em função de seus custos e de seus impactos ambientais.

Embora a potencial complementariedade da cogeração a partir da biomassa residual da cana seja muito grande com a geração hidrelétrica, principalmente na região Centro-Sul do país, jamais os benefícios de tal complementariedade foram reconhecidos na definição das tarifas de venda da eletricidade excedente. E a operação contínua dos sistemas de cogeração é ainda considerada injustificável diante da hipótese de que possa haver necessidade de vertimento d'água, mesmo que em situações esporádicas, embora aceite-se com certa naturalidade a necessidade de eventual queima de combustíveis fósseis.

Por outro lado, há também barreiras culturais da parte do empresariado do setor sucroalcooleiro, que não tem na geração de eletricidade a mesma motivação de investir, como ocorre no caso dos investimentos para a produção de etanol e açúcar. Por não ser seu *core-business*, e por não estar familiarizado com o setor elétrico, sua percepção de risco é bem maior. É também fato que o setor sucroalcooleiro passa por um processo de modernização empresarial, e que para alguns agentes já há outra percepção das oportunidades existentes na geração de eletricidade excedente. O setor sucroalcooleiro e seu empresariado são bastante heterogêneos, e a transformação cultural necessária tende a ser lenta mas, nesse sentido, as políticas a serem implantadas devem, também, visar a mudança do paradigma.

Barreiras relativas ao acesso ao capital – Desde vários anos existem linhas de financiamento específicas do BNDES para os investimentos em sistemas de cogeração. As linhas existentes, inclusive, visam motivar investimentos em sistemas de potência mais eficientes, que permitam melhor aproveitamento do potencial existente.

Do lado dos potenciais investidores, há críticas associadas às exigências e à burocracia, mas não é possível culpar a escassez de crédito pelos resultados até agora alcançados. Entretanto, o potencial avaliado neste projeto é muito grande, e os investimentos necessários muito significativos. Portanto, os programas de financiamento teriam de ser reformulados para que o acesso ao capital não fosse realmente uma barreira.

Outro aspecto importante é quanto à necessidade de financiamento dos investimentos em interconexão. É importante que as linhas de financiamento induzam à redução dos custos e que, para tanto, haja respaldo regulatório, com maior transparência dos requisitos técnicos e divulgação de custos de referência.

7.4 Medidas Existentes e Propostas

7.4.1 Políticas e Mecanismos de Financiamento Existentes

a) ***Plano Nacional sobre Mudanças Climáticas***

O Plano Nacional sobre Mudanças Climáticas (Brasil, 2008) menciona o potencial de mitigação de emissões de GEE associado à produção de eletricidade com biomassa residual da cana, e as oportunidades associadas à venda de certificados de emissões reduzidas (Cers), no âmbito do

MDL. Entretanto, no Plano não são apresentadas políticas/mecanismos específicos em função das vantagens potenciais da geração elétrica a partir da biomassa. Em resumo, na prática, a menção ao potencial de cogeração com biomassa residual da cana é inócua do ponto de vista de sua efetiva viabilização.

b) ***PROINEA***

Em função do reconhecimento das vantagens potenciais da geração de eletricidade a partir de fontes alternativas renováveis, entre elas a redução das emissões de GEE, foram criados alguns programas específicos. O mais importante deles é o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), que foi criado em Abril de 2002 e, posteriormente, foi reformatado. Originalmente, o Proinfa visava à implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção para início de funcionamento previsto até o fim de 2006, e com compra da eletricidade assegurada pela Eletrobrás, por um período de 20 anos. A capacidade deveria ser igualmente distribuída entre energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, e térmicas a biomassa (Agência Brasil, 2008).

No início de 2009, dos 144 empreendimentos contratados (praticamente totalizando 3.300 MW), 70 ainda não haviam entrado em operação, sendo que 30 sequer tinham suas obras iniciadas⁸⁶. Do total da capacidade contratada, 1.650 MW estão atrasados em maior ou menor medida (MME, 2009). As razões dos sucessivos atrasos incluíram problemas no licenciamento e no fornecimento de equipamentos, além das baixas tarifas.

De toda a capacidade contratada, 1.423 MW são de empreendimentos eólicos (456 MW em operação no início de 2009, e 325 MW em construção). Em PCHs, a capacidade contratada foi de 1.191 MW, sendo que no início de 2009 havia 775 MW em operação e mais 405 MW em construção. O pior resultado foi obtido justamente com as térmicas a biomassa, pois a capacidade contratada ficou abaixo do esperado (685 MW contratados); a parcela em operação em 2009 equivale a 504 MW, e há mais 66 MW em construção⁸⁷ (MME, 2009). As térmicas a biomassa contratadas são majoritariamente unidades de cogeração que operam com biomassa residual da cana.

No caso das térmicas a biomassa, a pequena adesão foi principalmente devido à baixa remuneração da eletricidade vendida (i.e., seu valor econômico), uma vez que a tarifa não assegurava a rentabilidade esperada. Em alguns casos, os potenciais empreendedores não quiseram se comprometer por 20 anos com tarifas baixas, acreditando que depois teriam melhores oportunidades. Alega-se, também, que o aquecimento do mercado de equipamentos, por conta da expansão do setor canavieiro nos últimos anos, não possibilitou o cumprimento do percentual de nacionalização requerido pelo Proinfa.

Em resumo, do ponto de vista do fomento à geração de eletricidade com fontes alternativas renováveis, o Proinfa foi relativamente bem-sucedido no que diz respeito à energia eólica, e um fracasso quanto à geração a partir da biomassa. Desde o início dizia-se que a remuneração prevista para a geração a partir da biomassa era muito baixa para motivar os potenciais investidores.

86 O prazo limite de entrada em operação era 31 de Dezembro de 2008. Entretanto, de acordo com a Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, o prazo para o início de funcionamento dos empreendimentos contratados passou a ser 30 de dezembro de 2010.

87 Há também cinco contratos *sub judice* e/ou em rescisão contratual, totalizando mais de 100 MW. Essa capacidade não será viabilizada.

c) ***Leilões de Energia de Reserva***

Nos leilões regulares para contratação de capacidade adicional de geração de energia elétrica, promovidos desde dezembro de 2005, a parcela contratada de bioeletricidade (energia elétrica gerada a partir da biomassa) foi pífia, como pode ser observado na Tabela 73 (251 MW médios contratados desde 2005, em um total de 13,9 GW médios – i.e., apenas 1,8% do total).

Tabela 73 – Resultados dos leilões de compra de energia elétrica (nova) expressos em capacidade contratada (MW médios)

Capacidade (MW médios)	Leilão 1	Leilão 2	Leilão 3	Leilão 4	Leilão 5	Leilão 6	Leilão 7	Total
Ano	2005	2006	2006	2007	2007	2008	2008	
Classe do leilão	A3 ¹	A3	A5 ²	A3	A5	A3	A5	
Hidrelétricas	1.006	1.028	569	0	715	0	121	3.439
Termoelétricas (outras)	2.212	596	474	1.304	1.597	1.076	2.969	10.228
Geração com biomassa ³	97	58	61	0	0	0	35	251
Total contratado	3.315	1.682	1.104	1.304	2.312	1.076	3.125	13.918
Biomassa/Total	2,9%	3,4%	5,5%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	1,8%

Notas: ¹A-3, para novos empreendimentos, com venda prevista para o terceiro ano após a realização do leilão.

²A-5, para novos empreendimentos, com venda prevista para o quinto ano após a realização do leilão.

³Principalmente bagaço de cana, mas inclui outras biomassas.

Fonte: Relatório Tema K

Cabe observar que a viabilização da expansão da capacidade de geração em até cinco anos, através de leilões, tem beneficiado principalmente os empreendimentos em termelétricas a combustível fóssil, com 73,5% da capacidade contratada em sete leilões regulares, e 68,4% da capacidade contratada em todos os leilões nos quais a geração a biomassa teve participação efetiva (inclusive o de Fontes Alternativas e de Energia de Reserva - este exclusivo para biomassa).

Tendo em vista a não competitividade das fontes alternativas renováveis em relação às tecnologias e fontes tradicionais de geração elétrica (e, principalmente, às termelétricas a óleo combustível, óleo diesel e carvão mineral), em meados de 2008 foi realizado o Primeiro Leilão de Fontes Alternativas (A3), no qual foram contratados 639 MW, sendo 542 MW de térmicas a biomassa (396 MW a partir de biomassa residual da cana). Analistas consideram que o resultado foi muito abaixo do esperado, uma vez que 1.165 MW de térmicas a biomassa e PCHs estavam habilitados para participarem do leilão.

A estratégia mais recente tem sido a realização de Leilões de Energia de Reserva, específicos por fonte. Para biomassa, no único leilão até agora realizado (em agosto de 2008), foram contratados 548 MW médios de 31 unidades geradoras (30 unidades a bagaço e um empreendimento a capim elefante), a um preço médio de 58,84 R\$/MWh, por 15 anos (CCEE, 2009). O leilão teve dois produtos, ou seja, para início da geração em 2009 ou em 2010, sendo que nos dois casos a capacidade máxima terá de estar disponível em três anos (2011 ou 2012, respectivamente).

Houve grande expectativa quanto a esse leilão, que foi adiado várias vezes ao longo de 2008. Inicialmente, a EPE disse haver a oferta de 7.811 MW em 118 empreendimentos (Silvestrin, 2008). Mais tarde, a EPE divulgou 96 empreendimentos habilitados tecnicamente, com capacidade total instalada de 5.235 MW e garantia física de 2.102 MW médios. Entretanto, à época do leilão, 44 empresas deram garantias para a geração de cerca de 1.160 MW médios, sendo que 39 eram usinas de cana-de-açúcar (Valor Econômico, 2008).

Os leilões de Energia de Reserva correspondem, na prática, à aquisição de um seguro para a melhor operação do sistema elétrico, que é de base predominantemente hidrelétrica. A forma de compra dessa energia, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), equivale ao contrato de usinas merchant, que operam quando solicitadas; no caso das usinas de cana-de-açúcar, isso deve ocorrer nos meses de safra, e de forma inflexível. A operação inflexível requer (idealmente) sistemas com turbinas de extração e condensação, já que a condição de inflexibilidade, quando do emprego de sistemas com turbinas de contrapressão, pode impor ineficiências termodinâmicas e/ou perdas ao processo produtivo de açúcar e etanol. A inflexibilidade poderá exigir, também, a manutenção de certo estoque de biomassa residual da cana ou a disponibilidade de combustível alternativo. O cálculo do valor a ser pago para as usinas baseou-se em custo variável unitário praticamente nulo, situação que é razoável em curto a médio prazos, mas não a partir de quando houver custo de oportunidade para a biomassa residual da cana (e.g., para produção de etanol por hidrólise, a partir do bagaço).

De qualquer forma, segundo os resultados apresentados pela CCEE (2009), a remuneração fixa anual (média) dos empreendimentos contratados corresponde a cerca de 1.360-1.380 R\$/MW médio, ou algo como 550 R\$/MW instalado, supondo fator de capacidade anual de 40%. De acordo com a base de dados empregada neste estudo, isso implica remuneração de 15% ao ano, em 15 anos, sobre todo o capital investido (inclusive custos de interconexão) para empreendimentos novos que tenham 28 MW de capacidade instalada.

No conjunto de leilões até agora realizados, nos quais houve participação de empreendimentos de geração a partir da biomassa (sete leilões regulares, um de fontes alternativas, e um de energia de reserva), foram contratados 939 MW médios de geração a partir da biomassa, em total de 14.652 MW médios (i.e., 6,4% do total). Portanto, tendo em conta as capacidades contratadas com biomassa, com o leilão de Energia de Reserva houve significativa melhoria nos resultados em relação aos leilões regulares.

Os Leilões de Energia de Reserva resultaram de um processo de negociação entre os Governos Federal e estaduais (e.g., Casa Civil, SMA/Cetesb, em São Paulo), os setores energético e elétrico (EPE, Aneel, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), e agentes do setor canavieiro. Os agentes do setor canavieiro, inclusive, reconhecem o empenho na construção de um ambiente adequado, mas reivindicam que esses leilões sejam regularmente realizados, como forma de dar continuidade aos investimentos. Os atrativos estão no fato de que são habilitáveis empreendimentos existentes, mas com modernização, de que há garantia de receita fixa por um período de quinze anos, e de que os empreendedores poderão também vender energia no mercado livre. As barreiras relativas à obtenção da licença prévia e da outorga para captação de água foram resolvidas, no estado de São Paulo, com a adoção de procedimentos simplificados por parte da SMA/Cetesb.

No contexto do potencial avaliado neste trabalho, uma importante questão (ainda a ser devidamente analisada) é em que medida o potencial total não será aproveitado com a adoção sistemática dos Leilões de Energia de Reserva, uma vez que a natureza inflexível da operação (da capacidade de geração contratada) pode limitar em muito o dimensionamento do sistema.

d) **Qualificação da cogeração**

O sucesso da cogeração nos EUA, que começou entre o final dos anos 70 e a primeira metade dos anos 80, é em grande parte atribuído à qualificação de empreendimentos de cogeração, o que facilitava o acesso às linhas de financiamento, isenções tarifárias, garantia de venda da eletricidade produzida, etc. A qualificação tinha como condições necessárias uma relação mínima entre energia térmica e elétrica produzidas (para evitar que benefícios fossem atribuídos a termelétricas), padrões mínimos de eficiência (do ponto de vista termodinâmico) e a posse majoritária dos empreendimentos por parte de produtores independentes.

No Brasil, durante anos defendeu-se a qualificação da cogeração, vislumbrando-se a reprodução do sucesso da experiência norte-americana. Em 2002 foi regulamentado o processo de qualificação no Brasil, procedimento que foi alterado em 2006. A primeira experiência foi um fracasso enquanto instrumento de fomento à cogeração, em parte porque as exigências eram desnecessariamente rigorosas, mas principalmente porque os incentivos oferecidos aos (potenciais) cogeneradores qualificados eram insuficientes para motivá-los.

Em Novembro de 2006 a Aneel alterou o dispositivo regulatório sobre cogeração qualificada. A partir de então, as unidades de cogeração a biomassa estão automaticamente qualificadas. Isso reduziu restrições à cogeração a partir da biomassa, mas segue ainda a questão dos benefícios limitados das chamadas “políticas de incentivo à cogeração”.

7.4.2 Medidas de Superação das Barreiras e Impedimentos

O texto desta seção tem como referencial as sugestões apresentadas por representante da Unica, que tem tratado especificamente dos interesses dos associados no que diz respeito à cogeração a partir da biomassa residual da cana. A seguir são destacados quatro aspectos: conexão, comercialização, financiamento e regulação. Comentários do autor deste relatório são apresentados após a apresentação dos comentários e/ou reivindicações do representante do setor canavieiro.

a) **Conexão**

A posição atual de grande parte do setor canavieiro não é de questionamento do dispositivo regulatório que exige que os custos de interconexão sejam assumidos pelo acessante (no caso, o cogenerador). O que é ponderado é que esses custos podem ser muitos altos, e que a venda da eletricidade tem de remunerar o investimento feito. Mais especificamente, reivindicam-se linhas de crédito específicas para tal investimento.

Os dois aspectos destacados acima são pertinentes. A questão associada à tarifa de venda será destacada mais à frente, pois envolve outros aspectos. A questão da existência de linhas de crédito específicas para os investimentos em interconexão dá oportunidade para uma sugestão que visa a redução dos custos, e maior simetria de informações: o setor elétrico (e.g., a ONS) deveria calcular e divulgar custos de referência para a interconexão de centrais de cogeração com a rede elétrica. Os projetos de financiamento teriam de ser analisados pelo agente financiador à luz desses custos de referência.

Outro aspecto importante é que novas destilarias, que devem ter custos de interconexão mais elevados, deveriam ter sua localização definida a partir da consideração de vários aspectos, entre eles o custo de escoamento dos excedentes elétricos. Políticas e regulações precisam ser concebidas de sorte que a expansão das destilarias seja localmente induzida, e impactos ambientais sejam minimizados (e.g., associados à mudança do uso da terra), e as unidades sejam

projetadas para melhor aproveitar o potencial de geração de eletricidade. Por outro lado, a expansão da atividade canavieira precisa ser acompanhada, para que a necessidade de construção de outras Instalações Compartilhadas de Conexão Elétrica seja identificada com antecedência.

b) **Comercialização da eletricidade excedente**

A primeira reivindicação é para que haja leilões regulares e específicos para fontes de energia, e a segunda é que os preços nos leilões no âmbito do ACR – Ambiente de Comercialização Regulada – reflitam as chamadas externalidades positivas da geração de eletricidade a partir da biomassa (e.g., a maior capacidade de geração no período hidraulicamente desfavorável e as emissões nulas/baixas de CO₂).

Sobre as duas questões, aspecto importante é que seja rompido o círculo vicioso. Por um lado, a participação nos leilões da cogeração com biomassa residual da cana é pequena porque os valores de referência são baixos. E, por outro lado, como a participação é pequena, não se vislumbra a necessidade/conveniência de mais leilões específicos. A definição de preços mais atrativos requer a mudança do atual paradigma do setor elétrico brasileiro, uma vez que, até o momento, o fomento às fontes renováveis de energia, e que permitem a redução das emissões de CO₂ na geração de eletricidade, foi mais retórica do que prática real. Nesse sentido, a quantificação dos custos das emissões evitadas, feita neste trabalho, pode servir para a precificação de uma das externalidades positivas.

Já a comercialização de eletricidade excedente gerada pela cogeração a partir da biomassa residual da cana no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) é ainda uma novidade para o setor canavieiro, que precisa buscar seu espaço de inserção.

c) **Financiamento**

Além do aspecto acima mencionado – de financiamento dos investimentos em interconexão – o setor canavieiro demanda linhas de crédito específicas e regulares, e que induzam à implementação de tecnologias mais eficientes para a geração de eletricidade.

Efetivamente, a existência de linhas de financiamento adequadas é fator essencial ao sucesso de programas de fomento de tecnologias/fontes de energia. Aspecto fundamental é que os procedimentos sejam simplificados, e que sejam concedidas vantagens reais para empreendimentos de cogeração qualificados.

Uma questão a ser analisada é se os investimentos em cogeração, no caso de novos empreendimentos, deveriam ser considerados conjuntamente no âmbito do financiamento das unidades industriais e dos investimentos na etapa agrícola. É importante que sejam concedidas vantagens para os empreendimentos que, em seu conjunto, tiverem mais externalidades positivas.

d) **Aspectos regulatórios**

O setor elétrico brasileiro foi, e é, concebido e gerenciado com foco na geração hidrelétrica. O setor canavieiro reivindica um esforço para a consideração, com maior atenção, de alternativas de geração como a bioeletricidade.

Como anteriormente comentado neste relatório, a lógica do setor elétrico é a priorização da geração hidrelétrica, o que é compreensível e, até mesmo justificável, em função do potencial ainda remanescente e do domínio da tecnologia de construção dessas centrais. Entretanto, o

setor precisa se adaptar para um momento de transição, uma vez que a construção de novas hidrelétricas tende a ser cada vez mais difícil e, os novos empreendimentos, mais caros.

Por outro lado, a transição requerida também precisa ocorrer no setor canavieiro que é, na média, ainda bastante conservador e refratário à necessária modernização empresarial e tecnológica. Especificamente a respeito da geração de eletricidade com biomassa residual da cana, também é preciso haver um novo paradigma, para o qual muito ajudaria a participação de novos empreendedores, como maior entendimento do setor elétrico, menor percepção de risco e compreensão das oportunidades de diversificação da atividade produtiva. Nesse sentido, teoricamente a flexibilização do *self-dealing* poderia viabilizar parcerias cogeneradoras-distribuidoras de energia elétrica.

O setor canavieiro avalia que em pouco mais de uma década a eletricidade poderia ser, para várias empresas do setor, produto mais importante do que o açúcar. Para que isso ocorra é preciso que os vários aspectos, acima mencionados, sejam devidamente tratados. Mas, também, é preciso que o setor entenda que a futura indústria da cana não poderá mais ser uma empresa de alimentos, mas sim – e provavelmente simultaneamente – uma empresa de energia e uma indústria química. Para tanto, são necessárias posturas e estratégias distintas das até então usuais.

Finalmente, a respeito das condições de fomento necessárias, cabe lembrar que, em todo o mundo, programas de fomento à cogeração só foram bem-sucedidos quando um amplo pacote de estímulos foi oferecido aos investidores (e.g., EUA, nos anos 70 e 80, e Espanha, nos anos 80 e 90), de sorte que claras vantagens foram identificadas e a percepção de risco foi drasticamente atenuada. Todas as potenciais barreiras precisam ser simultaneamente atacadas. Programas parciais não são efetivos e, pelo contrário, desestimulam os agentes e desgastam as relações.

8 Oferta de Energia – Setor de Produção de Eletricidade: Energia Eólica

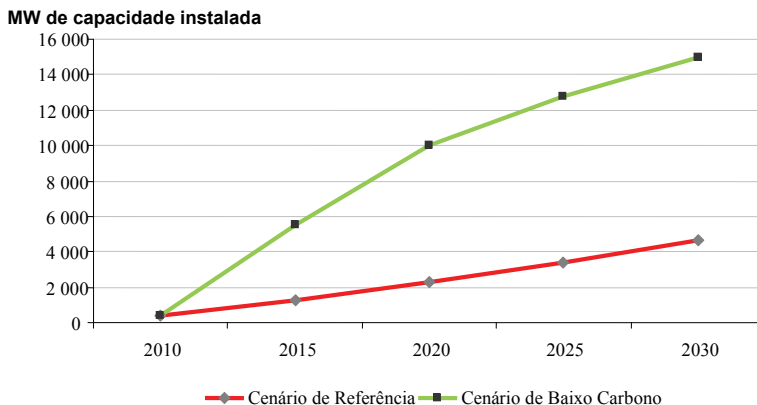
8.1 Opções de Mitigação

De acordo com Granovskii, Dincer e Rosen (2007), a substituição de gás natural e combustíveis usados para a produção de energia elétrica por energia de fontes renováveis, como eólica e solar, induz a uma redução significativa nas emissões de gases de efeito estufa. Além disso, no caso do Brasil, a inserção da energia eólica no sistema nacional de geração de eletricidade tem o potencial de reduzir os riscos geopolíticos associados à importação do gás natural.

Apesar do alto potencial eólico brasileiro e dos benefícios do uso desta fonte renovável de energia, a energia eólica gerada no Brasil é marginalmente utilizada para a complementação do sistema elétrico brasileiro em pontos provenientes de ventos favoráveis nos períodos de baixos índices de precipitações.

Como alternativa estimular o desenvolvimento eólico no Brasil e maximizar a contribuição da redução de emissões de gás de efeito estufa foi considerado no Cenário de Baixo Carbono o aumento da oferta total de energia eólica até 2030, além daquele proposto no Plano Nacional de Energia 2030. A projeção da oferta de energia eólica no PNE 2030 prevê uma expansão de 4,7 GW de potência até 2030. Com base no potencial eólico brasileiro estimado em 143,5 GW pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o Cenário de Baixo Carbono propõe uma expansão acumulada de 15,0 GW até 2030. Ou seja, um incremento de 10,3 GW de oferta de energia eólica até 2030 entre os cenários de referência e de baixo carbono. A escolha de 15,0 GW até 2030 foi baseada na proposta da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) do Programa 10-10 para promover a instalação de 10 GW de capacidade eólica em 10 anos (Notícias ABEEólica, 2009). Os 5 GW restantes até 2030 representariam um crescimento com uma diminuição no retorno de investimento do setor, como ilustra o Gráfico 13.

Gráfico 13 – Projeção da capacidade eólica instalada até 2030 – cenários de referência e baixo carbono



Fonte: Relatório Tema M

O aumento da oferta da energia eólica no sistema elétrico brasileiro contribuirá com zero emissão de CO₂ na atmosfera. A substituição de fontes primárias fósseis para a geração de eletricidade como o carvão mineral e o gás natural pela energia eólica pode deslocar a emissão de aproximadamente 1.800 e 2.900 toneladas de CO₂ por dia⁸⁸, respectivamente (CARVALHO E SAUER, 2009).

88 Assumindo uma usina de geração elétrica a carvão mineral com capacidade de operação de 350

8.2 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento

Ao contrário das fontes de energia fóssil, o processo de geração da energia eólica não emite CO₂-equivalentes para a atmosfera. Neste caso, cada unidade de energia eólica produzida e substituída pela mesma unidade de combustíveis fósseis para a produção de eletricidade é contabilizada como emissões evitadas (ou negativas) de CO₂-equivalentes.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 74, o custo total de investimento total no Cenário de Baixo Carbono é de US\$ 8.6 bilhões em 2030 (valor presente em 2009). Este valor foi estimado a partir dos valores do custo médio de expansão de uma central eólica de médio a grande porte apresentados na Tabela 4. O custo de investimento foi reduzido com o aumento na produção de turbinas, com uma taxa de aprendizagem de 10% entre 2010 e 2030, ao contabilizar os esperados avanços tecnológicos do setor, os ganhos em escala e custos mais baixos dos componentes dos aerogeradores. Para o valor do custo de operação e manutenção (O&M) foi assumido o valor de US\$ 10/MWh, considerando que uma usina eólica funcione com um fator de capacidade de 25%. Custos de O&M incluem os custos de seguro, arrendamento do terreno, manutenção regular, administração, peças sobressalentes e outros custos administrativos.

Tabela 74 – Quadro geral: Cenário de Baixo Carbono (valores acumulados)

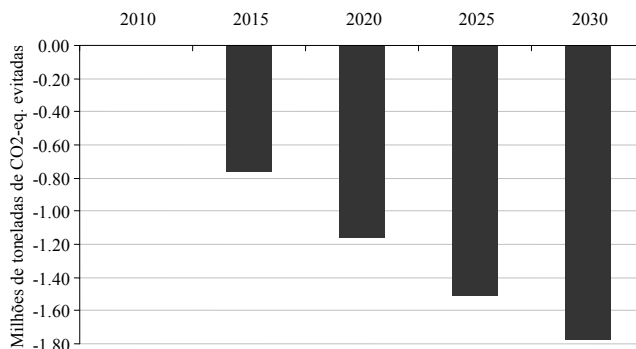
Cenário de Baixo Carbono	2010	2015	2020	2025	2030
Custo médio de expansão por ano (US\$/MW)	1.500.000	1.140.430	1.072.252	1.045.066	1.027.687
Capacidade instalada (valores acumulados) (MW)	405,5	5.550	10.000	12.780	15.000
Valor presente do custo (US\$ milhões em 2009)	0,00	4.458	6.978	8.020	8.565
Venda da eletricidade (GWh)	888	36.914	127.623	256.603	410.884
Valor presente da receita (US\$ milhões em 2009)	90	887	1.989	2.897	4.347
Emissões do CO ₂ eq. (milhões de ton. de CO ₂ eq.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Relatório Tema M

Através do modelo de custo de investimento e de redução de emissões foi possível estabelecer as estimativas ano a ano do potencial bruto de redução de emissões pela substituição das fontes energéticas previstas no PNE 2030 para o Cenário de Referência pela energia eólica para o Cenário de Baixo Carbono. O Gráfico 14 ilustra o potencial bruto de redução de emissões de 5 em 5 anos com a implementação do Cenário de Baixo Carbono. A quantidade acumulada entre os anos de 2010 e 2030 para o Cenário de Referência é de 19,3 milhões de toneladas de CO₂-equivalentes emitidas e no Cenário de Baixo Carbono as emissões do setor eólico são reduzidas para zero. Portanto o potencial bruto de redução das emissões é de 19,3 milhões CO₂-equivalentes evitadas.

MW e com um fator de capacidade de 50% e uma usina de geração a gás natural operando com um fator de capacidade de 80%.

Gráfico 14 – Potencial bruto de redução de emissões de CO₂-equivalentes



Fonte: Relatório Tema M

De acordo com os resultados do modelo de custos, a contribuição do setor eólico para a redução das emissões de CO₂ é expressa pelo potencial bruto acumulado de 19,3 milhões de toneladas de CO₂-equivalentes entre os anos de 2010 e 2030. Este potencial representa um custo médio de abatimento no período de -7,6 US\$/tCO₂, considerando uma taxa de desconto de 8% ao ano. Se adotada a taxa de desconto setorial de 15%, o *break-even carbon price* se torna 98,5 US\$/tCO₂ (Tabela 75).

Tabela 75 – Emissões evitadas de CO₂-e e custos de abatimento

Potencial de redução bruto entre 2010-30 (MtCO ₂ -e)	Custo de abatimento médio (US\$/tCO ₂) Taxa de desconto 8% a.a.	Break-Even Carbon Price (US\$/tCO ₂) Taxa de desconto setorial 15% a.a.
19,3	-7,6	98,5

Fonte: Relatório Tema M

8.3 Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono

Atualmente, as barreiras e impedimentos para a implementação do cenário de baixa emissão de carbono são de caráter mercadológico, tecnológico, regulatório e de financiamento.

8.3.1 Barreiras de mercado

A competitividade da produção eólica como fonte primária de energia elétrica é comprometida pelo elevado custo de geração de eletricidade comparada com as demais fontes não-hidrelétricas, mesmo nas condições hidrológicas críticas. O custo médio de geração de eletricidade das centrais eólicas é de 75 US\$/MWh, enquanto o custo médio de geração da segunda opção mais cara, carvão mineral importado, é de 56,8 US\$/MWh (Tabela 76). O custo elevado da geração eólica é devido à baixa economia de escala e o uso de equipamentos importados.

Tabela 76 – Custo médio de geração de eletricidade (US\$/MWh)

Fonte de geração	Condição Hidrológica	
	Crítica	Média
Gás natural	56,4	40,4
Carvão nacional	44,4	40,5
Carvão importado	56,8	49,3
Nuclear	51,8	50,1
Resíduos urbanos ¹	22,0	22,0
Biomassa de cana ¹	23,0	23,0
PCH	36,0	36,0
Centrais eólicas	75,0	75,0

Fonte: EPE, 2007

¹ Excluído o custo com combustível

8.3.2 Barreiras regulatórias

A primeira fase do Proinfa impulsionou o desenvolvimento do setor eólico brasileiro. De 2006 a 2009, o parque eólico aumentou de 10 para 33 usinas eólicas, com um aumento na capacidade instalada de 28.5 MW para 415 MW. Entretanto, de acordo com Dutra e Szklo (2008), a reforma do setor elétrico de 2003 afetou a segunda fase do Proinfa. A reforma enfatizou o uso de leilões públicos de energia de reserva para controlar o aumento excessivo da tarifa de energia elétrica. O formato dos leilões foi estruturado para que as 3 fontes renováveis de energia, eólica, PCH e biomassa, competissem entre si. Esta prática tende a penalizar a opção de geração de energia que apresenta maiores custos de produção - no caso a energia eólica. Para superar essa barreira de mercado o Ministério de Minas e Energia publicou em fevereiro 2009, uma proposta para formatar leilões específicos para a energia eólica, onde a modalidade de contratação da energia eólica tem influência decisiva na percepção do risco de retorno do investimento (Proposta para a expansão da geração eólica no Brasil, 2009).

Outro problema enfrentado pelo setor é o elevado custo e o acesso aos equipamentos eólicos. O índice de nacionalização de 70% tem sido um gargalo no setor, porque há poucos fabricantes de equipamentos instalados no Brasil e grande parte da produção local é destinada à exportação. Portanto, para comprar em território nacional, além de pagar um preço mais elevado, o investidor precisa esperar para o equipamento ser disponibilizado. A princípio essa medida incentiva o desenvolvimento da indústria nacional de aerogeradores e equipamentos. Contudo, esta realidade tem ocasionado atrasos no cumprimento do cronograma dos projetos eólicos financiados pelo Proinfa. Como alternativa, grande parte dos equipamentos instalados nas centrais eólicas no Brasil são importados.

8.3.3 Barreiras tecnológicas

De acordo com Jannuzzi (2003), a tecnologia para a geração da energia eólica se encontra em um estágio bastante desenvolvido como resultado de investimentos em P&D e uma política de criação de mercado em países como a Alemanha, a Dinamarca, os Estados Unidos e, mais recentemente, a Espanha. Atualmente, no Brasil há instituições de pesquisa voltadas para o estudo do potencial eólico brasileiro e inovações tecnológicas de componentes eólicos, como o

Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (Cresesb), o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (Gedae - Ufpa), entre outros. Contudo, melhoramentos tecnológicos e um número maior de investimentos públicos e privados em P&D no setor eólico se fazem necessários para a redução dos custos e para aprimoramento da eficiência energética eólica.

8.3.4 Barreiras de financiamento

Através do Proinfa, o BNDES fornece financiamento para investidores interessados no setor eólico. Entretanto, o contrato de empréstimo exige que os investidores assumam no mínimo 30% do valor total inicial do investimento para a implementação do projeto. O custo inicial é considerado elevado comparado com o cronograma do investimento.

8.4 Medidas Existentes e Propostas

Atualmente, o grande incentivo para promover o desenvolvimento da energia eólica no Brasil é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – Proinfa, criado pela Lei nº 10.438, de abril de 2002. A execução do programa foi planejada em duas fases distintas. A primeira fase do Proinfa promove a instalação, até 2008, de 3.300 MW de potência elétrica interligada, sendo 1.300 MW de centrais eólicas, 1.192 MW de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e 685 MW de biomassa (Plano Nacional de Energia 2030, 2008). O programa incentiva produtores independentes e autônomos, cujos negócios não podem ser controlados ou associados a nenhuma concessionária de geração, transmissão ou distribuição, a gerar eletricidade eólica. A compra da produção é garantida pela Eletrobrás durante um período de 20 anos, por uma tarifa fixada pelo Ministério de Minas e Energia. De acordo com o PNE 2030, os produtores que não atendam a este requerimento podem participar do programa desde que sua parcela dos contratos não exceda a 25% (50% para os produtores que empregam energia eólica, na primeira fase do programa) e que nenhum produtor autônomo seja preterido por sua causa. Para a instalação das centrais eólicas, o Governo Federal exige um índice de nacionalização dos equipamentos de 70%.

Como parte do programa, haverá chamadas públicas para cada tipo de energia, onde será dada prioridade para as usinas que já tenham obtido sua Licença Ambiental de Instalação (LI) e, depois para as usinas que possuírem uma Licença Ambiental Prévia (LP). Se houver excesso na capacidade oferecida, serão escolhidas as usinas com menor período remanescente de suas licenças ambientais.

A segunda fase do Proinfa prevê que a produção de energia eólica, PCH e biomassa participariam de 10% da geração de energia elétrica brasileira, no período entre 2008 e 2022 (Ruiz, Rodriguez e Bermann, 2007). Os contratos serão administrados pela Eletrobrás, com prazo de duração de 20 anos e preço equivalente ao valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais termelétricas a gás natural, calculado pelo Poder Executivo.

Como fonte de financiamento, o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica, no âmbito do Proinfa, foi criado pelo BNDES em março de 2004, dispondo de R\$ 5.5 bilhões para financiamento de projetos a serem contratados até 30 de dezembro de 2006. Segundo a Eletrobrás, os investimentos totais destinados ao Proinfa são da ordem de R\$ 10,14 bilhões, com financiamentos de cerca de R\$ 7 bilhões.

Outra fonte de financiamento de projetos e obras eólicas é o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) lançado em janeiro de 2007 pelo Governo Federal. Na área de geração

de energia elétrica são previstos investimentos da ordem de R\$ 59 bilhões, garantindo o abastecimento de energia elétrica do país. Destaca-se que esses investimentos incluem aqueles referentes ao Proinfa com um adicional de R\$ 11 bilhões de investimentos pelo setor privado.

Por se tratar de uma fonte com pouca inserção no mercado de energia elétrica, um conjunto apropriado de políticas públicas e fontes de financiamento pode impulsionar o desenvolvimento do setor eólico brasileiro além do cenário proposto pelo PNE 2030 e aumentar a contribuição do setor na mitigação das emissões de GEEs. Nesta seção serão apresentadas opções de políticas públicas e financiamentos de superação das barreiras e impedimentos identificados.

A prática efetiva dos leilões específicos para compra da energia eólica - O leilão é um instrumento eficaz para o desenvolvimento do setor por garantir a estabilidade financeira das centrais eólicas através de contratos de longo prazo pré-determinados com uma taxa fixa. Além disso, os leilões promovem uma competitividade entre os produtores de energia eólica, favorecendo assim o menor preço;

Reduzir o índice de nacionalização dos equipamentos de 70% para 50% - Como discutido, um dos maiores impactos no custo total de investimento dos projetos eólicos é o elevado custo com equipamentos. A oferta de equipamentos eólicos está concentrada a um número restrito de fornecedores locais e pela compra de equipamentos importados. A baixa escala na produção eólica no Brasil não cria incentivos para que novas companhias de equipamento entrem e compitam no mercado. A falta de competitividade entre os fornecedores locais e os altos encargos fiscais são os principais responsáveis pelo alto custo na aquisição dos equipamentos;

Fornecer tarifas mais favoráveis à importação dos componentes de turbinas eólicas do que as tarifas de importação de turbinas inteiras - mudanças no índice de nacionalização podem auxiliar na redução dos custos de investimentos nos empreendimentos eólicos, mas também podem desestimular o desenvolvimento da indústria local de equipamentos. Uma maneira de criar incentivos para a indústria local é através da manipulação das tarifas de importação em favor dos componentes da turbina sobre a turbina inteira. Isto cria um mercado favorável a empresas de fabricação ou montagem de turbinas nacionais ou estrangeiras estabelecidas no Brasil, por permitir que elas paguem tarifas mais baixas do que empresas que importam as turbinas inteiramente fabricadas no exterior. Um estudo mais aprofundado deve ser feito para medir os custos e efeitos de ambas as medidas.

Oferecer subsídios sobre o custo de conexão à rede pública de eletricidade - Uma alternativa para incentivar e reduzir os custos de investimento nos empreendimentos eólicos é a disponibilidade de subsídios para a conexão da energia produzida nas centrais eólicas à rede pública de eletricidade. Atualmente, este custo é atribuído ao empreendedor. Os diferentes custos de conexão em função da localização geográfica de cada central eólica podem causar distorções competitivas nos leilões de energia de reserva.

Oferecer incentivos de crédito de carbono - O mercado internacional de carbono pode ser um grande atrativo para os empreendedores do setor eólico. O Brasil tem um grande potencial na emissão de certificados de mitigação e sequestro de carbono passíveis de negociação no mercado internacional. No mercado internacional de carbono os prazos de créditos de CO₂ são de 21 anos e o preço por tonelada de CO₂ evitada é de 15 EUR. Outra alternativa é a viabilização de projetos através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) para receber dividendos em créditos de carbono.

Oferecer recursos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) - Investimentos públicos e privados em programas de pesquisa e desenvolvimento podem contribuir significativamente para o desenvolvimento de equipamentos específicos para o regime de ventos no Brasil e melhoria de eficiências, a consolidação de dados de potencial eólico e das oportunidades de

mitigação de emissões de CO₂, e a integração de parques eólicos ao sistema interligado de energia elétrica (JANNUZZI, 2003).

Tabela 77 – Quadro-resumo das políticas propostas para a implementação do Cenário de Baixo Carbono

Política proposta	Categoria	Tipo de instrumento	Lócus	Fontes de financiamento
Implementação de leilões específicos para o setor eólico	Retificativa	Regulamento	Federal	Federal
Reduzir o índice de nacionalização dos equipamentos de 70% para 50%	Retificativa	Regulamento	Federal	Federal
Fornecer tarifas mais favoráveis à importação dos componentes da turbina do que as tarifas da turbina inteira	Incremental	Regulamento	Federal	Federal
Oferecer subsídios sobre o custo de conexão à rede pública de eletricidade	Retificativa, Incremental	Programa	Federal, Estadual	Federal, Estadual
Oferecer incentivos de crédito de carbono	Incremental	Lei, Programa, Regulamento	Federal	Federal, Mercado
Oferecer recursos em pesquisa e desenvolvimento (P&D)	Incremental	Lei, Programas	Federal	Federal, Mercado

Fonte: Relatório Tema M

9 Opções Adicionais de Mitigação – Substituição por Biomassa: Etanol

Como opções adicionais, isto é, que possuem os custos envolvidos para sua implementação incorridos no Brasil e que permitirão a redução das emissões de dióxido de carbono do setor de energia noutros países, foram consideradas duas opções de mitigação. Uma delas diz respeito ao aproveitamento da complementaridade hídrica através de uma linha de transmissão conectando hidrelétricas na Venezuela com hidrelétricas no norte do Brasil, e a outra diz respeito ao aumento das exportações de etanol, atingindo 70 bilhões de litros em 2030, 57 bilhões a mais que o considerado no Cenário Referência do PNE 2030.

9.1 Opção de Mitigação

Uma das opções mais importantes de mitigação/sequestro indicadas no Plano Nacional sobre Mudança do Clima, relacionada ao Tema F, é a substituição de combustíveis fósseis por renováveis, uma vez que o setor de transportes no Brasil é o principal emissor dentre as atividades não relacionadas a mudanças de uso do solo e queimadas. Como o Cenário de Referência já prevê um aumento significativo do uso de etanol pela frota nacional de veículos leves fica difícil ampliar ainda mais esta previsão sem causar impactos negativos no já distorcido perfil de refino de nossas refinarias. Todavia, no Tema H é considerado um aumento do consumo interno de etanol, em substituição à gasolina, para reduzir ainda mais as emissões no de transporte. Há um crescente esforço do Brasil, tanto no nível de governo como no empresariado produtor de etanol, para criar um mercado internacional significativo de etanol, e outros biocombustíveis, aproveitando nossa grande competitividade e sustentabilidade na produção de etanol de cana-de-açúcar. O Projeto LCCCS selecionou então a opção de exportar grandes quantidades de etanol para deslocar parte do consumo de gasolina no exterior, designando esta como Tema F: Biocombustíveis de Transporte – Etanol. Apesar de não ser uma mitigação/sequestro direto das emissões do Brasil, ela é uma forma poderosa e eficiente de reduzir as emissões globais de GEE e, ao mesmo tempo, contribuir para o desenvolvimento do país pelo importante impacto socioeconômico resultante desta atividade agroindustrial.

a) Descrição técnica

Um recente estudo do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da Unicamp (Nipe/Unicamp) mostrou que o Brasil tem plena capacidade de produzir, no médio e longo prazo, grandes volumes de etanol para exportação. Para a análise, foi estabelecido um cenário onde o Brasil chegaria a 2025 produzindo etanol para exportação em uma quantidade de 205 bilhões de litros/ano, quantidade esta correspondente ao deslocamento de 10% do consumo mundial de gasolina previsto para aquele ano. As produções de açúcar para os mercados interno e externo, bem como de etanol para o mercado interno, foram estimadas e consideradas no cenário.

Ficou demonstrado no estudo do Nipe que o país tem capacidade de realizar este cenário sobre a disponibilidade de terras aptas para produção de cana, capacidade de investimento nas quantidades requeridas e a possibilidade de melhorar e expandir a infraestrutura de armazenagem e transporte para as quantidades estimadas. O projeto, todavia, não se prendeu ao estudo do potencial do mercado externo realmente absorver este montante de exportação pretendida. Assim, no estabelecimento de metas de exportação para o Tema F preferiu-se utilizar como referência o trabalho de Walter *et al.* (2008) que fez uma análise detalhada do

potencial de crescimento de uso de etanol combustível nos principais países consumidores de gasolina no mundo, baseado nas metas e legislações introduzindo o uso obrigatório de biocombustíveis. Foram construídos, nesta referência, dois cenários: no Cenário 1, o volume de gasolina a ser deslocado em 2030 era de 10% do consumo previsto e, no Cenário 2, esta porcentagem subiu para 20%, correspondendo a um consumo de etanol combustível de 272 bilhões de litros e 566 bilhões de litros, respectivamente. Considerando a capacidade de produção de etanol de primeira geração do Brasil (estudo do Nipe) e dos principais países com potencial de produzir em grande escala, foi assumido que uma meta de exportação de etanol de 69 bilhões de litros era razoável; esta quantidade corresponderia a cerca de 25% do previsto no Cenário 1 de Walter *et al.* (2008) ou aproximadamente 2,5% da demanda mundial projetada de gasolina (no Cenário 2 seria 12% da demanda mundial de etanol e 2,5% de deslocamento de gasolina). O Cenário de Baixo Carbono proposto no Tema F está resumido na Tabela 78.

Tabela 78 – Cenário de Baixo Carbono

	2010	2015	2020	2025	2030
Cana para açúcar (Mt)	277,3	301,6	315,2	337,5	362,2
Cana para etanol (Mt)	406,0	595,2	823,4	1.136,7	1.369,1
Produção total de cana (Mt)	683,3	896,8	1.138,6	1.474,2	1.731,3
Etanol convencional (ML)	34.408	51.900	73.866	104.913	130.009
Etanol de hidrólise (ML)	130	1.276	4.503	8.959	17.337
Etanol total (ML)	34.538	53.176	78.369	113.872	147.346
Etanol exportado (ML)	8.760	22.124	38.846	58.261	69.668
Açúcar total (Mt)	38.196	42.733	45.953	50.616	55.585
Produtividade da cana (t/ha)	81,8	86,5	91,3	95,9	100,3
Área de cana para etanol e açúcar (Mha)	8,35	10,37	12,47	15,37	17,26

Fonte: Relatório Tema F

É possível verificar que haverá um aumento substancial da produção de etanol e de cana-de-açúcar, em comparação com o Cenário de Referência (Tabela 25), devido, essencialmente, à maior demanda de etanol de exportação, já que as produções totais de açúcar para o consumo interno e exportação são iguais nos dois cenários e o consumo interno de etanol, em 2030, é de apenas 11 bilhões de litros a mais no Cenário de Baixo Carbono em relação ao Cenário de Referência (17%). A área necessária para o cultivo da cana-de-açúcar será de 17 Mha em 2030, o que é pouco maior que a área plantada com milho e inferior à área plantada com soja hoje, e perfeitamente compatível com os resultados do estudo do Nipe e com o Zoneamento Agroecológico para a cana-de-açúcar. A produção de etanol de hidrólise foi ajustada para um crescimento mais compatível com as expectativas mundiais, principalmente da Agência Internacional de Energia (IEA).

No Cenário de Referência, a EPE fez uma projeção muito modesta para a exportação de etanol pelo Brasil na quantidade de 13,1 bilhões de litros em 2030, que é apenas 8 bilhões de litros a mais do que o que foi exportado em 2008.

O impacto no nível de redução de emissões pela substituição da gasolina por etanol, nos volumes sugeridos no Cenário de Baixo Carbono, é significativo, com será visto a seguir, mesmo utilizando-se hipóteses muito conservadoras como as aqui usadas; neste ponto merece destaque o uso do fator de substituição de 1 litro de etanol por 0,66 litros de gasolina, que é o

valor recomendado pela União Européia (UE), mas que não corresponde à experiência brasileira com o uso da mistura de etanol/gasolina nem a testes realizados em outros países como EUA (USDOE, 2005); valor mais apropriado, mas ainda conservador, seria 1 litro de etanol por 0,80 litros de gasolina, como sugerido por Macedo *et al.* (2008), o que reduziria muito o custo de mitigação apresentado a seguir. Para misturas com até 10% de etanol anidro na gasolina a experiência no Brasil e nos EUA indicam a equivalência de 1 litro de anidro = 1 litro de gasolina.

O etanol de cana-de-açúcar é reconhecidamente o biocombustível de melhor balanço energético (relação entre a energia renovável dos produtos e a energia fóssil consumida na cadeia produtiva) e de melhor potencial de redução de emissões de GEE quando substitui combustíveis fósseis de transporte como a gasolina. Nas condições conservadoras deste relatório, incluindo-se a emissões de toda cadeia produtiva do etanol e as emissões resultantes do transporte do etanol das usinas produtoras no Brasil até os postos de abastecimento no exterior, o potencial de abatimento de emissões seria de 1,2 a 1,3 kgCO₂e/litro de etanol no período do Cenário; caso se utilizasse o fator de substituição mais razoável de 1,2 l etanol por litro de gasolina este valor se elevaria para 1,6 a 1,7 kgCO₂e/litro de etanol. Só não estão consideradas aqui as emissões por variação do estoque de carbono do solo, uma vez que elas estão sendo levadas em conta no Tema C, juntamente com o conjunto da agricultura brasileira. Há um potencial muito grande de melhoria destas características de abatimento de emissões do etanol pela redução das emissões de GEE na cadeia produtiva e do melhor rendimento dos co-produtos, principalmente decorrente da recuperação e uso da palha da cana (a geração de energia elétrica excedente não está considerada aqui por fazer parte do Tema K, o que de certa forma penaliza o poder mitigador utilizado), do uso intensivo do plantio direto, da melhoria do sistema de colheita e plantio mecanizados, do uso energético da vinhaça, da otimização do uso de fertilizantes e, talvez, do uso otimizado de irrigação. A utilização de cana-de-açúcar geneticamente modificada irá trazer uma série de benefícios econômicos e ambientais, como ganhos significativos de produtividade, menor uso de herbicidas e fertilizantes, resistência a pragas e doenças e ao estresse hídrico. Entre os efeitos negativos da expansão da produção de etanol de exportação, deve ser mencionada a possível competição com a produção de alimentos e impactos negativos na biodiversidade e no meio ambiente; estes efeitos serão grandemente reduzidos com o Zoneamento Agroecológico da cana-de-açúcar, recentemente aprovado pelo Governo, pois nele foram tomados todos os cuidados para minimizar estes impactos negativos. É importante que se repita que a área cultivada com cana-de-açúcar, conforme projeção do Cenário de Baixo Carbono, será de apenas 17 Mha, ou seja, 4,6 Mha a mais que o Cenário de Referência. Os impactos socioeconômicos positivos seriam de tal magnitude que justificariam ter este projeto como um item importante da agenda de desenvolvimento nacional.

b) **Premissas e Variáveis Consideradas**

i) ***Evolução da área plantada e das produtividades de cana-de-açúcar, etanol e açúcar***

Neste tópico foram utilizados os critérios adotados pelo Ícone para o Tema E – Modelagem do Uso do Solo – Competição entre as Atividades Agrícolas, Pecuárias e Silvícolas, que simulou o crescimento da produção de cana-de-açúcar juntamente com as outras culturas consideradas no estudo de LULUCF; dados de produção de cana-de-açúcar para açúcar e etanol foram comparados com os cenários de produção total de cana desenvolvidos pelo Ícone, que considera cana para outros fins (rapadura, cachaça e ração animal), além da demanda para açúcar e etanol. Deste modo ficou assegurada a consistência dos dados comuns aos Temas E, F e K. Para o Cenário de Referência utilizaram-se os dados do PNE 2030, ligeiramente modificados pelo Ícone de modo a ficar de acordo com os resultados já obtidos até 2008. Adicionalmente, o Cenário de Referência foi posteriormente

modificado para ficar de acordo com o Tema H – Transporte Municipal e Interurbano. Esta última mudança se fez necessária devido à introdução do aumento de consumo interno de etanol como um dos tópicos a serem analisados no Cenário de Baixo Carbono, a cargo do Tema H. Os aspectos relacionados à produção de etanol ficaram a cargo do Tema F, para os dois cenários, daí a necessidade de uma integração mais forte entre estes dois Temas.

Para cada cenário, foi estimada ano a ano a produção de açúcar e etanol, para atender as demandas dos mercados internos e externos de ambos os produtos. Utilizando-se os dados de evolução dos Açúcares Totais Recuperáveis (kg de ATR por tonelada de cana), da produtividade da cana-de-açúcar (toneladas de cana/ha) e da eficiência de conversão industrial de açúcar e etanol (kg de açúcar/ kg de ATR e litros de etanol/kg de ATR), para um determinado “mix” de produtos, a necessidade de cana-de-açúcar e de área de cultivo foi calculada ano a ano.

O etanol produzido por tecnologia de segunda geração (hidrólise) foi considerado como um ganho de produtividade do etanol, em termos de litros de etanol/tonelada de cana, contribuindo para a redução de demanda de área.

Tabela 79 – Rendimento dos produtos da cana

Item	2010	2015	2020	2025	2030
Rendimento etanol (L/tc) ¹	82,3	85,9	90,0	91,2	92,1
Rendimento de açúcar (kg/tc) ¹	140,3	145,3	149,7	150,2	150,4
ATR (kg/tc) ²	144	148	153	157	162
Rendimento de etanol (L/tc) ²	84,6	87,0	89,9	92,2	95,2
Rendimento de açúcar (kg/tc) ²	137,5	141,3	146,1	149,9	154,7

Fontes: PNE 2030 (1) e ICONe (2)

¹ Dados do PNE 2030 para Cenário de Referência; tc = tonelada de cana

² Dados do Ícone para Cenários de Baixo Carbono e Referência; tc = tonelada de cana

Os rendimentos de etanol e açúcar dos dados do Ícone foram obtidos utilizando-se as taxas de conversão médias, abaixo, que também serviram de base para calcular a demanda total de cana:

1 kg de açúcar = 1,0474 kg ATR

1 litro de etanol = 1,702 kg ATR

A produtividade da cana-de-açúcar variou conforme mostrado na Tabela 80, abaixo.

Tabela 80 – Variação da produtividade da cana-de-açúcar no período 2010-2030

Produtividade da cana (t/ha)	2010	2015	2020	2025	2030
PNE 2030	77,0	78,1	80,1	80,8	82,1
Ícone	81,8	86,5	91,3	95,9	100,3

Fonte: Relatório Tema F

Na tabela acima, os dados se referem às médias do Brasil. No trabalho do Ícone foi necessário dividir o país em seis regiões e estimar as produtividades para cada uma delas; os valores definidos são baseados nas opiniões de especialistas e foram utilizados nos dois cenários para se ter uma uniformidade para comparação.

A produtividade do etanol de hidrólise foi estimada baseada nos dados do Projeto Etanol

desenvolvido pelo Nipe/Unicamp (NIPE, 2007) para o Cenário de Baixo Carbono. Para o Cenário de Referência as produtividades do PNE 2030 foram utilizadas. Os dados estão transcritos na Tabela 81.

Tabela 81 – Produtividade do etanol de hidrólise

Produtividade da hidrólise	2010	2015	2020	2025	2030
PNE 2030 (L/t, b.s.)	210	240	255	265	275
Nipe, 2005 (L/tc) ¹	10	17,1	20,4	37,4	37,4

Nota: b.s. = base seca e tc = tonelada de cana

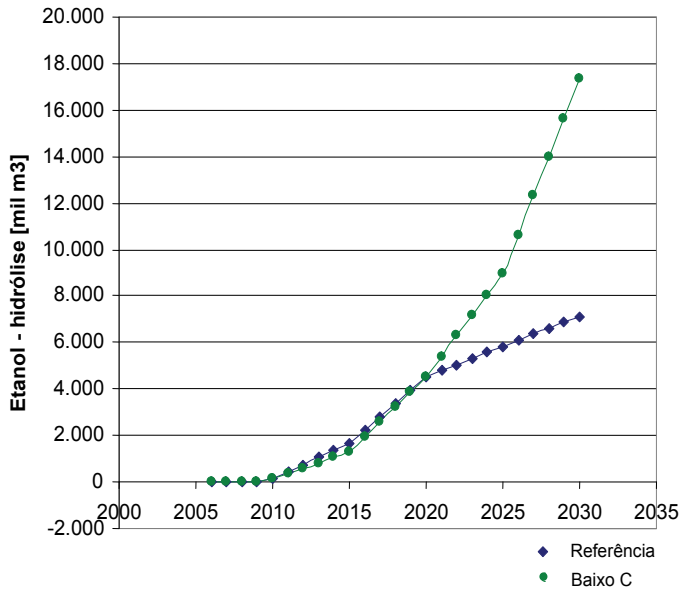
¹ Nesta produtividade está incluída a biomassa disponível por tc e a produtividade da hidrólise em L/tc

Fonte: Relatório Tema F

Nos dados da EPE a evolução da produtividade foi considerada como estando com um valor muito elevado já em 2010 e tendo uma evolução muito lenta entre 2010 e 2030. No caso dos valores retirados do estudo do Nipe são levados em conta não só a evolução tecnológica da hidrólise, mas também o crescimento da disponibilidade de biomassa para o processo devido ao aumento da sobra de bagaço e do recolhimento de palha.

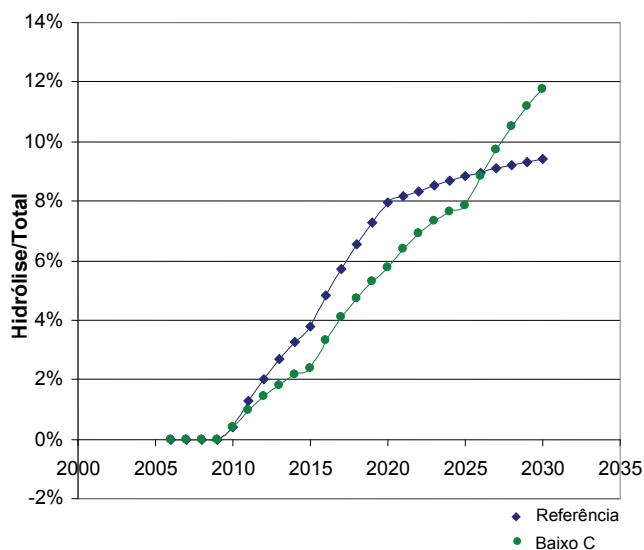
A evolução da produção e etanol por hidrólise nos dois cenários está mostrada na Figura 15 e na Figura 16.

Figura 15 – Produção de etanol de hidrólise nos dois cenários



Fonte: Relatório Tema F

Figura 16 – Participação do etanol de hidrólise na produção total, nos dois cenários



Fonte: Relatório Tema F

No Cenário de Referência a produção de etanol por hidrólise tem um crescimento rápido até 2020 e a partir daí desacelera, o que contraria a expectativa dos especialistas da área. Assim, no Cenário de Baixo Carbono procurou-se seguir a curva do PNE 2030 na sua fase inicial e a partir de 2020 o crescimento segue uma curva de crescimento levemente acelerado, para refletir o ganho de competitividade esperado.

ii) ***Evolução da taxa de mecanização da lavoura de cana-de-açúcar***

A evolução da mecanização da colheita da cana-de-açúcar está intimamente ligada ao cronograma de final da queima de cana na pré-colheita; a mecanização das outras atividades agrícolas, como o plantio, deverá seguir o mesmo ritmo da colheita. Um cenário de fim das queimadas foi desenvolvido a partir da Lei Federal Nº 2.661 de 1998 que estabelece o fim da queima de cana-de-açúcar nas áreas ditas mecanizáveis que, para fins legais, são as áreas de cana com declividade menor ou igual a 12% e área maior que 150 ha. Os Protocolos Ambientais, assinados pelos governos de São Paulo e Minas Gerais e pela maioria dos produtores de cana-de-açúcar destes dois estados, foram levados em conta também neste cenário e são de muita importância pelo fato de São Paulo e Minas Gerais, juntos, produzirem mais de dois terços da cana do Brasil.

Tabela 82 – Cronograma aproximado da evolução de colheita de cana sem queimar

Ano	% de cana colhida sem queimar	
	SP/MG ¹	Brasil ²
2010	55	45
2014	75	65
2017	100	85
2020 em diante	100	90

Notas: 1. Protocolos Ambientais de São Paulo e Minas Gerais.

2. Lei Federal Nº 2.661, para os demais estados.

Fonte: Leal, 2009

Pode-se notar que em um cenário puramente legal a mecanização crescerá rapidamente chegando a quase 100% em dez anos. Estima-se que por razões sociais e de topografia, cerca de 10% da cana-de-açúcar continuará a ser colhida queimada (principalmente no Nordeste), mas no longo prazo este percentual tende a diminuir ou mesmo zerar; no projeto, por razões conservadoras ele foi mantido constante após 2020.

iii) *Evolução dos custos fixos e variáveis unitários de operação e manutenção da produção de cana-de-açúcar*

A forma como os custos de produção de cana-de-açúcar são apurados pelo setor sucroalcooleiro dificulta, ou quase impossibilita, a itemização destes custos, como é costumeiro em instalações industriais: custos fixos, variáveis e de investimento (ou remuneração do capital). A forma mais comum de se apurar os custos de produção da cana-de-açúcar é através da estimativa de custo de cada tipo de operação agrícola no ciclo de produção: formação do canavial, trato da cana planta, trato da soqueira, colheita e transporte, administração agrícola e remuneração da terra. O custo de uso dos equipamentos é por hora de utilização ou área trabalhada, ficando embutido em um mesmo pacote o custo de remuneração do investimento, de combustível, insumos, manutenção, mão-de-obra operacional e de apoio, e outros itens. Por estas razões não foi possível apresentar a itemização de custos da produção de cana como solicitado pelos responsáveis pelos Relatórios Sínteses. Nos Temas F e K a cana-de-açúcar foi tratada como um insumo para a produção de etanol e seu custo foi estimado e utilizado como um valor total, variável ao longo do período de análise. Somente a título de ilustração, o custo do investimento em equipamentos e máquinas agrícolas para uma destilaria nova com moagem anual de dois milhões de toneladas da cana, com a colheita totalmente mecanizada, é da ordem de R\$ 75 milhões (NIPE, 2005). Este valor corresponde a R\$ 37,50/t cana/ano para equipamentos e implementos agrícolas, coerente com os valores indicados no PNE 2030, de R\$ 58,00 a 63,00/t cana/ano, que incluem, além dos equipamentos e implementos, os custos de implantação do viveiro de mudas e do canavial propriamente dito.

Como custo de produção de cana de referência foi utilizado o valor encontrado no relatório do Projeto Etanol (NIPE, 2005), pois na época foi exaustivamente avaliado com auxílio de consultores externos e membros da equipe do projeto. Este valor foi de R\$ 33,16/tonelada de cana (tc), referido a janeiro de 2005, e posteriormente corrigido pelo IGPM para dezembro de 2008. A Tabela 83 mostra os detalhes da distribuição de custos como é normalmente feita no setor.

Tabela 83 – Detalhamento do custo de produção de cana-de-açúcar

Item	R\$/tc	%
Formação do canavial	5,56	17
Trato da cana planta	1,07	3
Trato da soqueira	8,79	27
Colheita e transporte	11,10	33
Administração agrícola	1,33	4
Remuneração da terra	5,31	16
Total	33,16	100

Fonte: Nipe, 2005

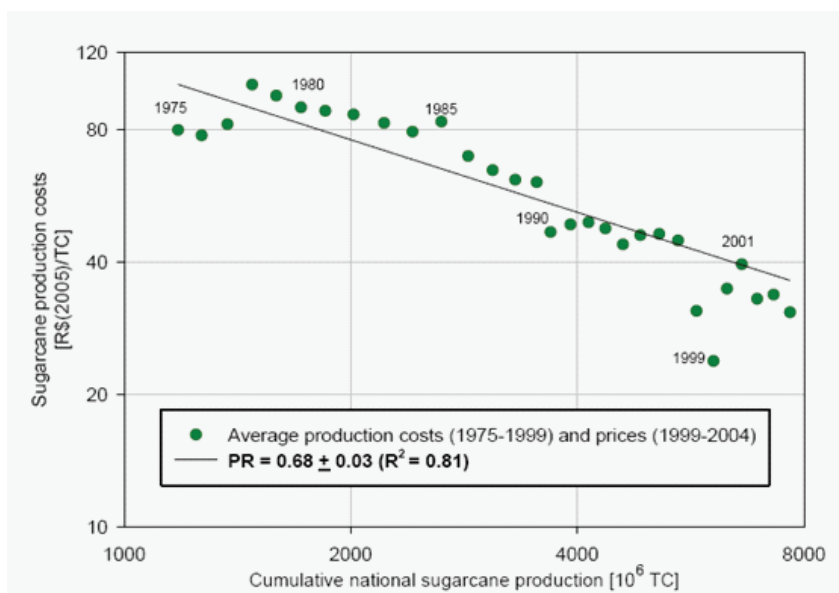
Para se estimar a variação deste custo ao longo do período do estudo foi utilizada a metodologia da curva de progresso, ou de aprendizado, conforme a desenvolvida por van den

Wall Bake (2006) que tomou o período do ProAlcool, de 1975 até 2005, como base para a coleta de dados sobre custos de produção de cana-de-açúcar e etanol. Para a cana-de-açúcar os custos foram totalizados, mas para o etanol houve a divisão entre custo da matéria-prima, cana-de-açúcar, e o custo de processamento. Esta metodologia (NAKICENOVIC *et al.*, 1998) assume que a cada duplicação da capacidade instalada ou do volume de produção o custo de investimento ou de produção é reduzido por uma porcentagem do custo inicial, e o fator de progresso definido como sendo o número, entre zero e um, que multiplica o custo inicial do período para se obter o custo após o período de duplicação do volume produzido, os seja $C2=C1 \times PR$, onde $C1$ é o custo do produto no instante de referência, $C2$ é o custo deste produto após o período de tempo onde o volume de produção acumulado é o dobro do volume acumulado até o instante de referência e PR é o fator de progresso. Segundo van den Wall Bake, para o caso do etanol brasileiro os fatores de progresso para a cana-de-açúcar e etanol, PR_c e PR_e , respectivamente, são:

$PR_c = 0,68 \pm 0,03$ ($R^2 = 0,81$) mostrado na Figura 17

$PR_e = 0,79 \pm 0,02$ ($R^2 = 0,77$)

Figura 17 – Curva de aprendizado da cana-de-açúcar



Fonte: van den Wall Bake, 2006

Para a cana-de-açúcar utilizou-se o período de 1941 a 2005 para se calcular a produção acumulada de referência (2005) onde se tem o valor de referência do custo de produção de cana-de-açúcar (R\$ 33,16/t); a partir daí foram determinados os anos onde ocorreram as duplicações de produção acumulada, e aplicado o fator de progresso de 0,68.

Para uma produção acumulada de cana-de-açúcar até 2005 (de 1941 até 2005) de 8.183 milhões de toneladas (Mt), em cada cenário foi calculada a redução de custo no período 2005-2030 determinando-se os anos onde a produção acumulada dobrou e fazendo um ajuste de curva sobre os pontos determinados.

iv) **Evolução dos custos médios de investimento unitário da produção de cana-de-açúcar**

Como foi explicado no item acima, os custos de capital na produção de cana não puderam ser avaliados com as informações disponíveis, tampouco desmembrados do custo total de produção, obtido pela metodologia mais utilizada no setor. Apenas para o ano 2005 existem os valores indicados (NIPE, 2005) que representa o valor de R\$ 37,5/ tonelada de cana por ano, referentes aos equipamentos e máquinas agrícolas para o caso de uma destilaria com colheita totalmente mecanizada e que processa dois milhões de toneladas de cana por safra. O PNE 2030 também indicava valores referidos a 2005 na faixa de R\$ 58,00 a 63,00, mas que incluem também o custo do viveiro de mudas e implantação do canavial. A cana-de-açúcar entrou na avaliação do custo de produção do etanol apenas como matéria-prima.

v) **Evolução do aproveitamento da palha**

Uma parte da palha é utilizada para a produção de etanol via hidrólise, em ambos os cenários; a outra parte, mais significativa, é aproveitada como combustível, suplementando o bagaço na geração de excedentes para a venda. A disponibilidade de palha foi estimada com base na produção de cana, porcentagem de colheita sem queimar e na quantidade média de palha por tonelada de cana (assumida como 0,140 kg de palha, base seca/tonelada de cana ao longo dos dois cenários).

No Cenário de Referência a EPE apresenta o crescimento do uso da palha para estas duas finalidades, mas no PNE 2030 não estão detalhados os critérios utilizados para isto.

No Cenário de Baixo Carbono o uso da palha para hidrólise é tratado no Tema F, porém o uso na geração de energia excedente é assunto do Tema K; estes usos nos dois Temas estão compatibilizados e não é um ponto crítico sob este aspecto.

vi) **Evolução tecnológica das usinas e destilarias**

No Cenário de Referência, o PNE 2030 divide as usinas em três categorias: usinas antigas, usinas antigas modernizadas e usinas novas, sem indicar claramente como foram feitas, e nem qual foi o critério para as modernizações. As usinas antigas são as existentes em 2005. A Tabela 84 mostra um sumário da divisão da moagem de cana entre os três tipos de usinas, de acordo com o PNE 2030.

Tabela 84 – Divisão de moagem entre os três tipos de usinas – Cenário de Referência (Mtc/ano)

Tipo de usina	2010	2015	2020	2025	2030
Antigas	115	83	42	31	19
Antigas Modernizadas	316	349	390	401	412
Novas	87	284	418	564	710
Total	518	716	850	996	1,141

Fonte: EPE, 2007

Para o Cenário de Baixo Carbono foi considerada estrutura semelhante, com a diferença básica de que as usinas novas foram divididas em Novas Sem Hidrólise e Novas Com Hidrólise; usinas antigas eram as existentes em 2009. A Tabela 85 apresenta um resumo da evolução da distribuição da moagem de cana-de-açúcar entre estes quatro tipos de usinas.

Tabela 85 – Divisão de moagem entre os quatro tipos de usinas – Cenário de Baixo Carbono (Mtc/ano)

Tipo de usina	2010	2015	2020	2025	2030
Antigas	115	83	42	31	19
Antigas modernizadas	521	553	594	606	617
Novas sem hidrólise	46	249	462	769	961
Novas com hidrólise	1	12	40	69	134
Total	683	897	1,139	1,474	1,731

Fonte: Relatório Tema F

As usinas de açúcar e etanol no Brasil já se encontram em um nível muito elevado de eficiência industrial, restando pouca margem para redução das perdas de açúcar no processamento da cana. As áreas de geração de energia e economia de vapor de processo ainda apresentam, todavia, um grande potencial para melhorias; as tecnologias para tanto já estão disponíveis comercialmente, faltando apenas incentivos econômicos para que sejam utilizadas em larga escala. Este tópico será tratado em mais detalhe no Tema K, uma vez que ele afeta mais a capacidade de geração de energia elétrica excedente do que a produção de açúcar e etanol propriamente dita. A produtividade global, que considera a melhoria da qualidade da cana e da eficiência industrial em termos de litros de etanol por tonelada de cana, neste estudo variou de 84,6 em 2010 até 95,2 em 2030.

Assim, usinas antigas modernizadas referem-se tão-somente ao setor energético das usinas, com usinas antigas gerando até 10 kWh/tc de excedente de energia elétrica, as antigas modernizadas em torno de 50 kWh/tc e as novas, com uso da palha, chegando a 140 kWh/tc.

Para as estimativas de investimentos e cálculo dos custos de produção foram considerados os seguintes dados:

Fator de escala das destilarias: foram utilizados dados da Dedini (OLIVÉRIO, 2007) para a faixa de capacidade de 120 a 1.000 kl de etanol/dia (240.000 a 2.250.000 toneladas de cana por safra) para ajuste de curva de regressão que permitiu a extrapolação para capacidades maiores. A capacidade média das novas destilarias foi assumida variando linearmente de 2,0 milhões de toneladas de cana por safra em 2010 até 4,5 milhões de toneladas por safra em 2030 e o resultado da curva de ajuste está mostrado resumidamente na Tabela 86.

Tabela 86 – Fator de escala das novas destilarias

Produção (kl/dia)	Moagem (1000t/ano)	Investimento (MR\$) ¹	Investimento Ajustado (MR\$) ²	Investimento Unitário (R\$/t/ano) ²
120	270	90	99,9	370
240	540	110	122,1	226
500	1.125	150	166,5	148
1.000	2.250	210	233,1	104
1.500	3.375		266,0	79
2.000	4.500		298,6	66
2.200	5.000		311,6	62

Notas: ¹ Fonte: Olivério, 2007

² Curva de ajuste e correção monetária
Fonte: Relatório Tema F

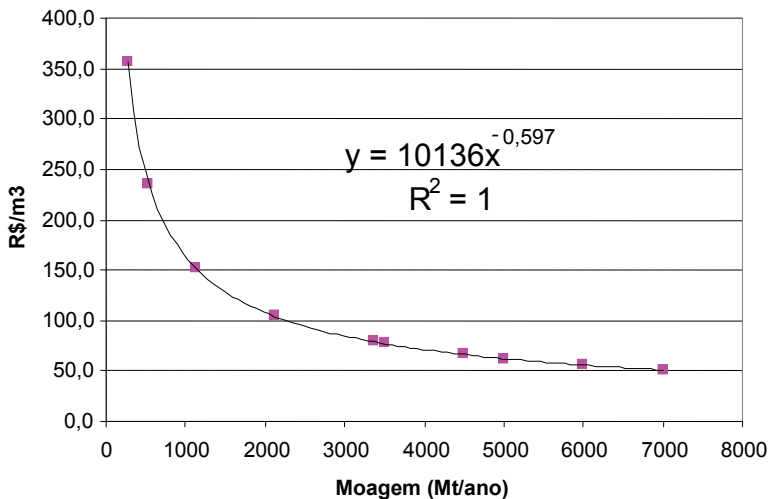
Com estes dados foi determinada a projeção dos investimentos por usina no período de 2010 a 2030. No caso de a necessidade de moagem demandar um número não inteiro de destilarias o cálculo foi simplificado multiplicando o número fracionário de usinas pelo investimento de uma usina.

No caso das usinas existentes, foi considerado que a usina média tem uma capacidade de moagem de 1,4 milhões de toneladas de cana por safra e um valor de R\$ 154 milhões; 60% da cana moída vão para etanol, o que corresponde a uma moagem de safra de 840.000 toneladas de cana e produção de etanol de 71,4 milhões de litros.

A data de referência para os investimentos é dezembro de 2008. Os valores de investimentos de Olivério (2007) e dos custos de produção de cana-de-açúcar e etanol (NIPE, 2005) foram corrigidos pelo IGPM para esta data.

A escala da destilaria tem um efeito muito forte na parcela de remuneração do capital, principalmente para as destilarias de capacidade de moagem anual abaixo de 2 milhões de toneladas de cana por safra, conforme mostrado na Figura 18.

Figura 18 – Influência da escala de destilaria no custo de remuneração do capital (TIR=15%)



Fonte: Relatório Tema F

A estrutura de custo do etanol baseou-se nos dados disponíveis no Nipe 2005, que foram estimados por especialistas para uma destilaria de capacidade de 2 milhões de toneladas de cana por safra.

Tabela 87 – Estrutura básica de custo de etanol

Destilaria autônoma, que processa 2 Mtc/ano - 2005		
	R\$/m ³	R\$/m ³
Matéria-Prima		390,12
Industrial		132,71
Depreciações	26,50	
Materiais de manutenção	20,97	
Produtos químicos	21,63	
Salários + encargos	28,86	
Serviços terceiros	8,74	
Lubrificantes	3,43	
Outros	22,58	
Administração		46,87
Salários + encargos	15,66	
Serviços terceiros	6,41	
Assistência social	8,96	
Outros	15,84	
Total		569,70
O&M, sentido amplo	114,66	

Fonte: Nipe, 2005

Com base nestes dados procurou-se desenvolver uma metodologia que permitisse dividir os custos totais de produção de etanol em três parcelas: matéria-prima, remuneração do capital e O&M. A metodologia de estimativa do custo de remuneração do capital, nas destilarias novas, está detalhada na Tabela 88 para o caso de TIR=15%. A parcela de custo da matéria-prima foi calculada dividindo-se o custo da cana (desenvolvido pelo método da curva de aprendizado de van den Wall Bake, conforme descrito acima) pela produtividade estimada do etanol (litros de etanol/ton de cana). Os custos de O&M foram arbitrariamente definidos como 10% do custo total para as destilarias novas e variando de 10% (2010) a 8% (2030) para as usinas antigas.

Tabela 88 – Remuneração do capital nas destilarias novas (TIR=15%)

Ano	Moagem (mil tc/ano)	Investimento (MR\$)	Custo anual de capital (mil R\$/ano)	Produtividade (l/tc)	Produção (m3/ano)	Parcela do capital (R\$/m3)
2009	2000	215	32818	84,0	167.944	195,4
2010	2000	215	32818	84,5	169.000	194,2
2011	2125	221	33628	85,0	180.685	186,1
2012	2250	226	34410	85,6	192.501	178,8
2013	2375	231	35167	86,1	204.450	172,0
2014	2500	236	35900	86,6	216.530	165,8
2015	2625	240	36611	87,1	228.743	160,1
2016	2750	245	37303	87,7	241.087	154,7
2017	2875	249	37975	88,2	253.564	149,8
2018	3000	254	38631	88,7	266.172	145,1
2019	3125	258	39271	89,3	278.913	140,8
2020	3250	262	39895	89,8	291.785	136,7
2021	3375	266	40505	90,3	304.790	132,9
2022	3500	270	41102	90,8	317.926	129,3
2023	3625	274	41686	91,4	331.195	125,9
2024	3750	277	42258	91,9	344.595	122,6
2025	3875	281	42819	92,4	358.128	119,6
2026	4000	285	43370	92,9	371.792	116,7
2027	4125	288	43910	93,5	385.589	113,9
2028	4250	292	44440	94,0	399.517	111,2
2029	4375	295	44961	94,5	413.578	108,7
2030	4500	299	45474	95,1	427.770	106,3

Fonte: Relatório Tema F

Ainda para o caso das destilarias novas e TIR=15% a variação das parcelas do custo total do etanol está detalhada na Tabela 89.

Tabela 89 – Evolução dos componentes do custo total de produção do etanol, para o caso das destilarias novas (TIR=15%)

Ano	Custo do etanol (R\$/m3)	Capital + O&M (R\$/m3)	Custo da cana (R\$/m3)	Parcelas no custo total projeções deste trabalho		
				Cana	Capital	O&M + administração
2009	709,06	266,32	442,74	62,4%	27,6%	10,0%
2010	689,53	263,14	426,38	61,8%	28,2%	10,0%
2011	663,09	252,42	410,67	61,9%	28,1%	10,0%
2012	638,14	242,57	395,57	62,0%	28,0%	10,0%
2013	614,56	233,46	381,10	62,0%	28,0%	10,0%
2014	592,24	225,02	367,22	62,0%	28,0%	10,0%
2015	571,10	217,16	353,94	62,0%	28,0%	10,0%
2016	551,07	209,83	341,24	61,9%	28,1%	10,0%
2017	532,08	202,98	329,11	61,9%	28,1%	10,0%
2018	514,09	196,54	317,54	61,8%	28,2%	10,0%
2019	497,03	190,50	306,52	61,7%	28,3%	10,0%
2020	480,86	184,81	296,05	61,6%	28,4%	10,0%
2021	465,56	179,45	286,11	61,5%	28,5%	10,0%
2022	451,07	174,39	276,68	61,3%	28,7%	10,0%
2023	437,38	169,60	267,78	61,2%	28,8%	10,0%
2024	424,45	165,08	259,38	61,1%	28,9%	10,0%
2025	412,26	160,79	251,47	61,0%	29,0%	10,0%
2026	400,78	156,73	244,05	60,9%	29,1%	10,0%
2027	389,99	152,88	237,11	60,8%	29,2%	10,0%
2028	379,86	149,22	230,64	60,7%	29,3%	10,0%
2029	370,39	145,75	224,64	60,6%	29,4%	10,0%
2030	361,55	142,46	219,09	60,6%	29,4%	10,0%

Fonte: Relatório Tema F

Etanol de hidrólise: existe uma variedade muito grande de estimativas de custo de etanol de hidrólise na literatura, mas para este trabalho foram considerados apenas os trabalhos do National Renewable Energy Laboratory (NREL) e da International Energy Agency (IEA), tentando compatibilizar as grandes diferenças existentes nas expectativas destas importantes instituições. Para os investimentos necessários em uma planta de hidrólise, a referência utilizada foi um relatório do NREL (2002) que apresentou uma análise econômica detalhada de uma planta futura, conforme a concepção desta instituição, com pré-tratamento ácido e hidrólise enzimática com sacarificação e co-fermentação simultâneas, tendo como matéria-prima os resíduos da colheita de milho coletados por enfiamento. Toda energia necessária ao funcionamento da planta, vapor de processo e energia elétrica é fornecida pelos resíduos do processo e gerada na própria planta de hidrólise. Na Tabela 90 estão mostrados os principais itens do investimento estimado.

Tabela 90 – Itemização do investimento projetado para uma planta futura de referência de etanol por hidrólise de 2000 t/dia (US\$ de 2000)

Item	1000US\$
Total de equipamentos	133.700
Armazéns	1.700
Implantação do canteiro de obras	5.900
Custo total da instalação	121.200
Custos indiretos	
Despesas no canteiro de obras	24.300
Escritório central e taxas de construção	30.300
Contingências de projeto	3.600
Capital de investimento total	179.400
Outros custos (partida, licenças, etc.)	17.900
Investimento total do projeto	197.400

Fonte: NREL, 2002

Os principais dados de desempenho desta planta de 2000 toneladas de biomassa (base seca) por dia (700.000 t/ano) foram estimados como segue:

- Produtividade: 374 litros de etanol/tonelada de biomassa (base seca)
- Produção anual: 262 milhões de litros
- Período de operação: 8.400 horas/ano (350 dias/ano)
- Todos os resíduos são utilizados na produção de vapor e energia elétrica para a planta.
- Os principais valores apurados são:
- Matéria-prima: US\$ 33/t (base seca)
- Insumos, não matéria-prima: US\$ 12,7 milhões/ano
- Tratamento de efluentes: US\$ 2,0 milhões/ano
- Custos fixos: US\$ 7,5 milhões/ano
- Energia elétrica excedente: 0,602 kWh/litro de etanol
- O preço mínimo de venda apurado foi de US\$ 0,2827/litro de etanol.

A planta tem uma concepção bastante otimizada em todos os pontos, principalmente no balanço energético, com aproveitamento total dos resíduos e efluentes. O estudo mostrou um forte fator de escala (0,70) que inviabilizaria economicamente plantas com capacidades inferiores a 2000 toneladas de biomassa por dia (base seca). É importante que se diga que mesmo o custo da matéria-prima posta na usina é uma projeção para o futuro (assim como a maior parte dos custos apurados no estudo), já que os valores realmente conseguidos hoje estão bem acima dos considerados nos cálculos.

A IEA (2008) projeta custos de etanol de hidrólise para 2030 bem mais conservativos que os valores indicados no relatório do NREL (2002), conforme mostrado abaixo:

- **2010:** US\$ 0,80 a 0,90/litro de gasolina equivalente (US\$ 0,53 a 0,59/litro de etanol).

- **2030:** US\$0,55 a 0,65/litro de gasolina equivalente (US\$0,36 a 0,43/litro de etanol).
- **2050:** US\$0,55 a 0,60/litro de gasolina equivalente (US\$0,36 a 0,40/litro de etanol).

Neste estudo do Tema F, para se chegar aos custos de etanol de hidrólise no médio e curto prazo, utilizaram-se as projeções da IEA para 2030, e através de uma curva de aprendizado inversa (de 2030 para 2010) com Fator de Progresso PR=0,85; o valor considerado para 2030, no caso da TIR=15% foi de R\$ 0,91/litro (US\$ 0,41/litro) e o custo da biomassa (bagaço) permaneceu constante em R\$ 22,6/tonelada (valor determinado no PNE 2030). O ajuste pela curva de aprendizado reversa forneceu resultados conforme mostrado sucintamente na Tabela 91.

Tabela 91 – Variação do custo de produção de etanol de hidrólise (R\$/L)

	2010	2015	2020	2025	2030
TIR=8%	2,83	1,78	1,22	0,84	0,70
TIR=15%	3,72	2,33	1,59	1,10	0,91

Fonte: Relatório Tema F

c) **Exemplo de projeto de implementação da opção de mitigação ou sequestro**

Para a análise econômica serão consideradas duas opções para o mesmo projeto descrito no Cenário de Baixo Carbono:

Opção 1: o custo do etanol de hidrólise entra na ponderação do custo do etanol e as taxas internas de retorno (TIR) são de 8% e 15%;

Opção 2: o custo do etanol de hidrólise não entra na ponderação do custo do etanol e as taxas internas de retorno são de 8% e 15%.

A diferença fundamental entre as Opções 1 e 2 é que nesta última imagina-se um mecanismo financeiro (investimentos governamentais, diferencial de impostos e outros) que traga o custo de produção de hidrólise para o nível do custo médio de produção do etanol convencional. Desta forma, haveria um incentivo para o setor privado investir na nova tecnologia de modo a levá-la a um nível mínimo de competitividade durante o processo de aprendizado, comum a toda nova tecnologia.

Este processo tem um impacto significativo nos custos de abatimento das emissões de GEE pela substituição da gasolina no exterior por etanol brasileiro. Os custos de investimento nas duas opções são iguais, porém na Opção 2 uma parte dele teria que vir de fora do empreendimento, na forma de doações, recursos a fundo perdido, redução de impostos e outros. A Tabela 92 apresenta os valores dos investimentos totais do período 2010-2030, considerando o rateio entre o etanol de exportação e para o mercado interno, baseado na porcentagem de volume de etanol que vai para cada mercado (valores adicionais a partir de 2010); não foi realizado cálculo das receitas pois a metodologia usada trabalha apenas com a diferença dos custos de produção no dois cenários.

Tabela 92 - Rateio dos investimentos na produção de etanol entre o mercado externo (Tema F) e o interno (Tema H), para o período 2010-2030 (MR\$)

Cenários	Referência	Baixo C	Dif.
Produção total acumulada (ML)	1.159.424	1.760.888	601.464
Consumo interno	861.740	934.254	72.514
Exportação	297.684	826.634	528.950
Desempenho a partir de 2010 ¹			
Produção antiga ²	641.655	667.443	25.788
Produção nova ³	517.769	1.093.445	575.676
Consumo interno antigo ²	497.679	523.467	25.791
Consumo novo ³	364.061	410.787	46.726
Exportação antiga ²	143.976	143.976	0
Exportação nova ³	153.708	682.658	528.950
% exportação nova na produção nova	29,68	62,43	-
Investimento para exportação (MR\$) ⁴	9.016	54.717	45.701

Notas:

1. Leva em conta apenas as unidades construídas a partir de 2010.
2. Valor em 2009 (produção, consumo interno e exportação) multiplicado por 21 (número de anos entre 2010 e 2030).
3. Valores (produção, consumo interno e exportação) referentes às unidades novas, construídas a partir de 2010.
4. Investimento total em unidades novas multiplicado pela participação das exportações na produção total das unidades novas. Estes valores são os que devem ser utilizados para representar os investimentos totais para a produção de etanol para exportação, entre 2010 e 2030.

Fonte: Relatório Tema F

Os investimentos totais acumulados para cada tipo de tecnologia, considerando as produções para os mercados externo e interno, estão mostrados na Tabela 93.

Tabela 93 – Investimentos acumulados em cada tecnologia de produção, nos dois cenários (milhões R\$)

Tecnologia	Cenário Referência	Cenário Baixo Carbono
Convencional	26.367	65.564
Hidrólise	4.012	22.081
Total	30.379	87.645

Fonte: Relatório Tema F

9.2 Potencial de Redução das Emissões e Custo Marginal de Abatimento

O potencial bruto da opção de mitigação/sequestro considerada no Tema F é de 667 milhões de tCO₂ e no período de 2010 a 2030. As emissões evitadas crescem de ano a ano de 2010 a 2030, saindo de 1,0 milhões de tCO₂ e chegando a 73 milhões de tCO₂ e por ano.

Para facilitar a interpretação dos resultados referentes ao custo marginal de abatimento de

GEE associado ao potencial bruto das opções consideradas no Tema F, as principais premissas básicas e parâmetros utilizados serão resumidos aqui.

Objetivo: O objetivo principal do estudo do Tema F Biocombustíveis de Transporte – Etanol é identificar o potencial de mitigação de emissões de GEE e/ou sequestro de carbono através da exportação de grandes volumes de etanol para substituir parcialmente a gasolina consumida em outros países, bem como estimar os custos de mitigação e/ou sequestro, através de comparação de um Cenário de Baixo Carbono com um Cenário de Referência.

Custos de produção de cana: Fez-se uso de uma metodologia normalmente utilizada no setor que divide os custos de produção de cana pelas operações agrícolas, e não como investimento e O&M. Os custos apresentados no Projeto Etanol do Nipe (2005) foram utilizados como base (valor referido a 2005) e a projeção no período 2010 a 2030 foi feita utilizando-se a metodologia de curva de aprendizado com fator de progresso $PR=0,69$, conforme trabalho desenvolvido por van den Wall Bake (2006); o valor de 2005 foi de R\$ 33,16/t (NIPE, 2005). Com as correções pelo IGPM até 2008 e com a curva de aprendizado, o custo da tonelada de cana entregue à usina variou de R\$ 37,18 a R\$ 20,83 de 2009 a 2030, valores referidos a dezembro de 2008.

Custos de produção de etanol: A estimativa de custos de produção de etanol foi dividida em três categorias e depois apurada a média ponderada pelo montante da produção de cada modalidade. Estes três tipos são:

Usinas antigas: são as usinas já construídas em 2009; seus custos de produção calculados a partir do custo da cana e produtividade (L/t), sendo o custo de capital constante e baseado no investimento atual em uma usina média de 1,4 milhões de toneladas de cana de capacidade com fator de redução de 0,6 (arbitrário) para levar em conta que cerca de 60% da cana vai para etanol, e custos de O&M arbitrados como 10% (baseado em avaliação dos valores atuais) no início do período e caindo para 8% em 2030.

Usinas novas: o custo do componente matéria-prima foi calculado como no caso das usinas antigas e o investimento foi estimado a partir de curva ajustada pelos valores apresentados por Olivério (2007), considerando um crescimento linear da capacidade média de 2 milhões de toneladas de cana/safra em 2010 até 4,5 milhões de toneladas em 2030. O custo de O&M foi arbitrado em 10% do total, constante no período.

Plantas de hidrólise: baseado nas projeções de custos de produção da IEA (2008) para 2030 (R\$ 0,79 a 0,94 por litro de etanol), na estrutura de investimentos da planta de referência apresentada pelo NREL (2002) e na curva de aprendizagem com taxa de progresso $PR=0,85$ foram feitas projeções para o período de 2010 a 2030. Neste caso, partiu-se do valor estimado para 2030 e fez-se o caminho inverso até 2010. Nestas condições os custos de etanol de hidrólise ficaram acima dos correspondentes da produção de etanol convencional em todo o período do Cenário. Para verificar o impacto destes custos mais elevados do etanol de hidrólise no custo global de abatimento foram analisadas duas opções: a Opção 1, considerando o custo do etanol de hidrólise na ponderação do custo de etanol e, a Opção 2, onde o efeito da hidrólise foi segregado.

O resumo destes resultados estão na Tabela 94.

Tabela 94 – Resultados econômicos das opções de abatimento da emissões de GEE no Tema F

Opções de mitigação	Potencial de redução bruto entre 2010-2030 (MtCO ₂ e)	Custo de abatimento médio no período com TIR=8% (US\$/tCO ₂ e)	Break even carbon price com TIR=15% (US\$/tCO ₂ e)
Opção 1	667	2,10	48,02
Opção 2	667	-4,59	21,77

Fonte: Relatório Tema F

9.3 Barreiras para a Implementação das Opções de Baixo Carbono

Apesar da reconhecida experiência e competitividade do Brasil na produção de etanol de cana-de-açúcar, a implementação de um projeto desta magnitude vai enfrentar certo número de barreiras, que precisam ser identificadas e abordadas com antecedência. A seguir, algumas das principais barreiras que se antevê serão apresentadas e discutidas, tendo-se em mente que a lista não é exaustiva.

- 1) Protecionismo dos principais países com potencial de se tornarem grandes importadores de etanol brasileiro.

O etanol, como é classificado hoje, como produto agrícola, está sofrendo um forte lobby dos agricultores dos países, desenvolvidos em sua maioria, com programas estruturados de uso de biocombustíveis. Os casos mais marcantes são os EUA e a UE, que impõem pesadas tarifas de importação (US\$ 0,14/litro mais 2,5% *ad valorem* no caso dos EUA e Euro 192/m³, para etanol não desnaturado e Euro 102/m³ para desnaturado, no caso da UE). Além das barreiras alfandegárias, que são claras, existem barreiras mais sutis como os requisitos de certificação que levam em consideração pontos de alta complexidade como mudança indireta de uso do solo, emissões por mudança de uso do solo e fatores de substituição de combustíveis fósseis altamente conservadores. Campanhas bem orquestradas de difamação do etanol, sugerindo relação direta entre sua produção e o desmatamento da Amazônia, uso de trabalho escravo e infantil, destruição de biodiversidade e pressões sobre os pequenos agricultores também podem ser consideradas barreiras.

- 2) Reação contrária de setores prejudicados com a expansão dos biocombustíveis como o do petróleo e as indústrias de alimentos.

A perda de parte do mercado tradicional de combustíveis fósseis pelo setor de petróleo e competição por matérias-primas da indústria de alimentos tem contribuído para que estes dois importantíssimos setores da economia mundial se sintam prejudicados e motivados para levar a cabo ações que dificultem a aceitação popular dos biocombustíveis, como a ligação entre o aumento de sua produção e a escalada dos preços de alimentos, mesmo quando existem pressões altistas claras de outra natureza.

- 3) Deficiência da infraestrutura existente para atender as necessidades de transporte interno, estocagem, controle de qualidade e transporte externo dos volumes previstos para exportação. Acrescente-se aqui a falta de infraestrutura adequada nos países importadores.
- 4) Falta de mão-de-obra qualificada para atender o crescimento rápido da produção de etanol e, principalmente, a mecanização muito acelerada da colheita e plantio.

- 5) Dificuldade de se ajustar, em um processo de crescimento rápido, a produção e a demanda de etanol, e os altos custos de se manter um estoque regulador.
- 6) Impactos sociais negativos pelo avanço da cultura da cana sobre áreas de pequenos produtores e de outras culturas tradicionais na região. Já existem regiões que estão impondo limites à área cultivada com cana.
- 7) Para o caso de etanol de hidrólise, considerado prioritário no PNMC, existe o problema econômico e tecnológico para a penetração desta nova tecnologia, que ainda não atingiu o estágio comercial. O alto custo de produção comparado ao do etanol convencional vai inibir sua implantação em larga escala.

9.4 Medidas Existentes e Propostas

O setor sucroalcooleiro, em sua longa história no Brasil, foi submetido a uma série de políticas, regulamentos e leis que tiveram a intenção de controlar e direcionar o seu desenvolvimento. Em relação ao etanol esta situação foi mais marcante a partir no início de século 20, quando começaram surgir tentativas de tornar o etanol um combustível alternativo para os motores de ciclo Otto. Na década de 1920 o Instituto Nacional de Tecnologia dedicou importantes esforços para desenvolver um motor melhor adaptado a este combustível renovável e algumas usinas procuraram promover seu uso. Na crise de 1929 o mercado internacional de açúcar passava por séria queda de preços e os produtores brasileiros tinham dificuldades de controlar a relação oferta/demanda, o que resultou em sérios problemas causados pelas dificuldades nos dois mercados. O governo decidiu intervir de forma mais objetiva e em 1931 tornou obrigatório o uso de 5% etanol em toda gasolina importada consumida no país, com o intuito de retirar parte da cana da produção de açúcar; esta obrigatoriedade foi ampliada para toda gasolina comercializada no Brasil em 1938.

Em 1933 foi criado o Instituto do Açúcar e do Alcool – IAA, que passou a controlar toda a produção de cana, açúcar e etanol, preços no mercado interno e de exportação e a expansão do setor. O IAA também estabeleceu a total separação da atividade agrícola da industrial, regulamentação esta que foi grandemente burlada por artifícios legais que permitiram que grande parte do setor controlasse ambas as atividades. Em 1971 foi lançado o programa de modernização do setor para torná-lo mais competitivo, do qual se aproveitaram bem os produtores de São Paulo, para assumir a liderança em relação ao Nordeste. Em 1972 foi criado o Planalsucar com a finalidade de desenvolver variedades de cana e tecnologia agrônômica para mudar o patamar tecnológico do setor na área agrícola. O grande marco do etanol foi sem dúvida o lançamento do ProAlcool – Programa Nacional do Alcool, através do Decreto Lei nº 76.593 de 14/11/1975. Este ato do governo teve duas fortes motivações: a subida abrupta dos preços do petróleo em 1973 e os preços em queda do açúcar no mercado internacional; o Programa teve sucesso pleno em ajudar a resolver ambos os problemas e, apesar de uma série de percalços, continua a contribuir, de forma significativa, para reduzir a dependência de petróleo e alavancar a competitividade do setor como um todo. Os principais instrumentos foram a criação da Comissão Nacional do Alcool para gerenciar o Programa, oferta de financiamentos especiais para facilitar a expansão da produção, estabelecimento da paridade de preços açúcar/etanol para tornar economicamente indiferente se produzir qualquer um dos produtos, estabelecimento de obrigatoriedade da mistura de etanol anidro à gasolina e relação de preços favorável ao hidratado em relação ao da gasolina para garantir mercado para os novos níveis de produção.

Em meados da década de 1980 os preços do petróleo voltaram para os patamares de antes do choque e a Petrobras já havia conseguido reduzir muito a dependência de importação. Com isso a necessidade de subsídios ficou muito grande, o que provocou um arrefecimento no interesse do governo pelo programa. Mesmo assim o apoio continuou devido à importância econômica

e social do setor, porém não havia mais financiamentos diferenciados para a expansão, e o subsídio para tornar o etanol competitivo com a gasolina foi bastante reduzido, dificultando o mercado do hidratado. A Constituição Federal promulgada em 1988 abriu o caminho para a desregulamentação do setor, que se iniciou com o açúcar; o IAA foi extinto em 1990 e em 1991 a Lei 8.178 iniciou a liberação dos preços. Em 1995 terminou a paridade de preços açúcar/etanol e em 1996 os preços do açúcar, anidro e hidratado foram liberados ao nível de produtor e, em 1999, nas bombas.

Um ponto importante, sobre o qual foram criadas várias leis e permanece sem solução, é o estoque estratégico ou regulador, para reduzir as flutuações de preços ao longo dos períodos de safra e entressafra e prevenir contra desabastecimento. A Lei nº 88.626 de 16/08/83 estabeleceu a obrigatoriedade da existência de um estoque equivalente a um mês de consumo de anidro e dois meses de consumo de hidratado, cabendo à Petrobras a responsabilidade de adquirir os volumes necessários para a formação do estoque; a Lei nº 94.541, de 1987, ampliou o estoque de segurança para dois meses de consumo dos dois tipos de etanol, agora a ser custeado com recursos proveniente de uma taxa de 2% a ser criada sobre o preço de aquisição do etanol e que passaria a integrar a estrutura de preço. Essas leis não entraram em uso e hoje estão esquecidas, apesar de o problema ainda persistir.

Hoje, o setor está totalmente desregulamentado, restando apenas a obrigatoriedade de se misturar entre 20 e 25% de etanol em toda gasolina consumida em território nacional (tornada Lei Federal em 1993), sendo a porcentagem exata definida pelo governo, baseado no monitoramento da oferta e demanda de etanol anidro. O consumo de hidratado é regulado pelo mercado em competição com a gasolina, competição esta cada vez mais direta com o crescimento da frota de veículos flexíveis ao combustível (FFV's) que permite ao usuário optar por um dos dois combustíveis na hora do abastecimento. O gerenciamento do mercado nacional de etanol combustível está a cargo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, desde sua criação em 1997; esta agência controla a qualidade do etanol e monitora o equilíbrio da oferta e demanda.

Existe um grande número de leis e regulamentos que afetam de alguma forma o setor sucroalcooleiro, mas que não cabe serem discutidos aqui. Vale ressaltar apenas dois pontos muito importantes para a imagem do setor perante as comunidades nacional e internacional: o fim das queimadas de cana-de-açúcar (Lei Federal nº 2.661 de 1998 e Lei Estadual de São Paulo nº 11.241 de 2002) e as Áreas de Preservação Permanente, Reserva Legal e Matas Ciliares (Código Florestal). A Lei Federal para o fim das queimadas estabelece o ano de 2018 para as áreas com possibilidade de colheita mecanizada (declividade menor ou igual a 12% e área igual ou maior que 150 ha) e não há previsão ainda para as áreas não mecanizáveis; na Lei Estadual de São Paulo a previsão para o fim das queimadas nas áreas mecanizáveis é 2021 e nas áreas não mecanizáveis é 2031.

Entretanto, tanto no Estado de São Paulo como no de Minas Gerais foram assinados Protocolos Ambientais entre representantes do setor sucroalcooleiro, governo estadual, trabalhadores rurais, ONG's e entidades ambientais, antecipando estas datas para 2014 e 2017, para as áreas mecanizáveis e não mecanizáveis, respectivamente. As áreas de preservação ambiental, por outro lado, representam um enorme passivo legal do setor e esta situação precisa ser acertada.

Os mecanismos especiais de financiamento da expansão do setor criados no lançamento do ProÁlcool deixaram de existir ainda na primeira metade da década de 1980, estando disponíveis desde então apenas os financiamentos normais acessíveis a todos os setores da economia, com algum favorecimento para a área agrícola de um modo geral. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, é o principal financiador de projetos de grande porte como é o caso das novas usinas e destilarias que estão sendo implantadas; o prazo

de financiamento é negociável tendo como referência 8 anos após a construção da unidade e o custo dos financiamentos com recursos do BNDES composto por:

Operações diretas: custo financeiro + remuneração do BNDES + taxa de risco de crédito;

Operações indiretas: custo financeiro + remuneração do BNDES + taxa de intermediação financeira + remuneração da instituição financeira credenciada.

O custo financeiro inclui um ou mais dos seguintes índices: taxa de juros de longo prazo (TJLP), encargos da cesta de moedas acrescidos da variação do US\$ ou da variação da UMBNDES, IPCA acrescido de encargos.

A remuneração do BNDES depende da linha de financiamento, sendo 0,9% a.a. para energias renováveis; neste caso o custo financeiro é no máximo 80% da TJLP.

Grupos estrangeiros de grande porte trazem também recursos do exterior para aplicação nos projetos de implantação de usinas e destilarias. A participação do capital externo no setor sucroalcooleiro deverá crescer de 7% em 2007/2008 (22 usinas moendo 36 milhões de toneladas de cana por ano) para 12 % em 2012/2013 (31 usinas moendo 83 milhões de toneladas de cana por ano, segundo Jank (2008)).

As necessidades de investimentos nos Cenários de Referência e de Baixo Carbono são estimadas em R\$ 30 milhões e R\$ 88 bilhões, respectivamente, para a expansão da produção de etanol em todo setor sucroalcooleiro no período de 2010 a 2030; destes montantes as partes referentes à produção de etanol para exportação são R\$ 9 milhões no Cenário de Referência e R\$ 55 milhões no Cenário de Baixo Carbono (a diferença corresponde às parcelas que precisam ser investidas para atender ao crescimento do consumo interno de etanol nos dois cenários). Estes valores não devem ser problema para o setor financeiro brasileiro, sem contar que uma parte crescente dos investimentos no período virá do exterior, como já está acontecendo. Existe uma estimativa de investimentos diretos planejados pelo setor sucroalcooleiro para o período de 2009 a 2012 de R\$ 48 bilhões (SOUZA, 2008) e na safra 2007/08 o faturamento bruto do setor foi de aproximadamente R\$ 20 bilhões (54% etanol, 44% açúcar e 2% bioeletricidade). É importante esclarecer que dos investimentos nos Cenários de Referência e de Baixo Carbono, apenas R\$ 8 bilhões e R\$ 51 bilhões, respectivamente, referem-se ao Tema F (etanol para exportação), sendo o restante relacionado à necessidade de expansão para atender ao consumo interno (Tema H).

Para o caso de etanol de hidrólise (2ª geração), que ainda não atingiu o estágio comercial e não tem condições de competir diretamente com o etanol convencional (1ª geração), vai precisar de ajuda até chegar ao nível de competitividade com o etanol de cana-de-açúcar convencional. O Brasil tem duas opções básicas para abordar este problema: aguardar o desenvolvimento da tecnologia no exterior e adquirir os direitos de uso ou participar ativamente no desenvolvimento, adaptando para suas condições (nas usinas, por exemplo), arcando com os custos elevados da fase atual de implementação (*deployment*).

As barreiras listadas para o setor podem ser contornadas através de ações conjuntas ou isoladas dos vários segmentos envolvidos com a expansão da produção de etanol, de uma forma planejada e coordenada. A seguir será discutida cada uma das barreiras apresentadas acima no sentido de se sugerir caminhos possíveis de superação.

- 1) Protecionismo dos principais países com potencial de se tornarem grandes importadores de etanol brasileiro.

Esta parece ser, sem muitas dúvidas, a principal barreira para se passar do Cenário de Referência para o Cenário de Baixo Carbono. Esta barreira já está em ação há alguns anos, desde que os países interessados no uso do etanol para deslocar gasolina perceberam a enorme competitividade do etanol brasileiro, como ocorre também no mercado de açúcar. A agricultura

dos países desenvolvidos é um dos setores mais protegidos da economia mundial através de taxas de importações contra concorrentes estrangeiros, subsídios de vários tipos e barreiras não econômicas como critérios sanitários, alegações de impacto ambiental e muitos outros. É muito importante que o Brasil leve adiante algumas medidas em andamento e outras que surgirão no trajeto.

- Especificação internacional do etanol combustível: este assunto está em discussão em comissão internacional formada por representantes do Brasil, EUA, EU, com o objetivo de se chegar a um consenso sobre a especificação do etanol carburante que venha a ser aceita internacionalmente. A maior parte dos parâmetros está acertada, mas ainda persistem algumas diferenças importantes. O Inmetro está coordenando este esforço do lado brasileiro, mas há algumas dúvidas de como o assunto irá prosseguir.
- Certificação de sustentabilidade: esta é talvez a barreira mais séria que o etanol brasileiro irá encontrar para penetrar em grande escala nos mercados americano e europeu. Um dos pontos críticos neste processo é a metodologia de análise de ciclo de vida das emissões de gases de efeito estufa, principalmente no que se refere às emissões por mudança de uso do solo, inclusive as chamadas mudanças indiretas. Há um esforço muito grande de representantes do setor sucroalcooleiro, como a Unica (União da Agroindústria Canavieira do Estado de São Paulo), para interagir com os órgãos no exterior que tratam deste assunto, como a Agência de Proteção Ambiental dos EUA (Usepa), o California Air Resources Board (Carb) e a Comissão Européia (EC) de modo que as análises de ciclo de vida sendo realizadas para o etanol brasileiro utilizem dados corretos para nossas condições. Outros esforços bilaterais em empresas também estão ocorrendo, como é o caso da empresa Sueca Sekab e sete produtores de etanol de São Paulo (Verified Sustainable Ethanol Initiative); este programa foi interrompido recentemente por falta de interesse dos importadores em pagar um bônus pela certificação de etanol. O governo brasileiro precisa criar uma agenda nacional de sustentabilidade para estruturar a definição de interlocutores credenciados, formar bancos de dados consistentes e confiáveis e organizar uma campanha de esclarecimento, para a opinião pública mundial, sobre a realidade de nossa produção de etanol (recentemente o Ministério das Relações Exteriores está se dedicando a este esforço); em paralelo, o governo também precisa se estruturar para fiscalizar e coibir desvios de conduta de produtores em relação à legislação trabalhista, meio ambiente e proteger o pequeno agricultor. Um ponto crucial é a orientação da expansão da cana-de-açúcar para as áreas indicadas no Zoneamento Agroecológico como aptas para a cana e sem impactos nos biomas sensíveis e nem na produção de alimentos.
- O governo deve buscar acordos bilaterais com outros países chaves, ou mesmo ações na Organização Mundial do Comércio (WTO), para reduzir as tarifas de importação. É importante, neste aspecto, tentar mudar a condição de produto agrícola para energia, como o petróleo, que é atribuída ao etanol pela WTO.

O governo deveria produzir evidências das causas reais de desmatamento da Amazônia para isentar o etanol desta culpa fartamente atribuída pelos opositores deste biocombustível brasileiro.

- 2) Reação contrária de setores prejudicados com a expansão dos biocombustíveis como o do petróleo e as indústrias de alimentos.

O governo e os produtores de etanol devem preparar campanhas de esclarecimento internas e externas para mostrar as vantagens ambientais e sociais do etanol, incluindo as melhorias de desempenho dos motores dos veículos leves com a mistura do etanol na gasolina (elevação do Número de Octanas da gasolina, combustão mais rápida e limpa, menos emissões de poluentes). Do lado dos problemas propalados, como o aumento das emissões evaporativas, corrosão e separação de fases, eles devem ser explicados e as soluções sugeridas, para contrabalançar os

ataques dos opositores. O próprio fenômeno do aquecimento global deve ser explicado de forma simples e compreensiva para os leigos, indicando as diferenças entre os combustíveis fósseis e os renováveis. Um dos pontos mais importantes a ser esclarecido é a pequena interferência da produção de etanol no Brasil na produção de alimentos, usando como principal exemplo o açúcar que nunca faltou nem para o mercado interno nem para a exportação.

- 3) Deficiência da infraestrutura existente para atender as necessidades de transporte interno, estocagem, controle de qualidade e transporte externo dos volumes previstos para exportação. Acrescente-se aqui a falta de infraestrutura adequada nos países importadores.

Esta barreira já está sendo tratada tanto pelo setor público como pelo privado. A Petrobras está expandindo sua rede de dutos para transporte de combustíveis leves e as instalações portuárias; os produtores tradicionais de etanol como Copersucar, Grupo Cosan, Crystalsev e outros também estão com projetos em andamento para construir dutos de transporte de etanol, sistemas de armazenagem, melhoria nas hidrovias e nos terminais portuários para baratear e agilizar o transporte de etanol para os principais portos exportadores. Existem vários outros portos no país que podem vir a se tornar terminais exportadores de etanol caso a fronteira agrícola da cana se desloque para suas regiões de influência.

Os países importadores estão investindo lentamente na infraestrutura para internalizar o biocombustível que já está sendo importado e ganhando experiência para o caso do fluxo aumentar.

Um conceito que ajudaria a racionalizar e baratear os custos de logística do etanol é o de cluster de usinas e destilarias; o agrupamento e concentração da produção daria escala para centralizar a armazenagem e viabilizaria economicamente a construção de dutos (NIPE, 2005).

- 4) Falta de mão-de-obra qualificada para atender o crescimento rápido da produção de etanol e, principalmente, a mecanização muito acelerada da colheita e plantio.

Os produtores de etanol e açúcar estão investindo em treinamento de pessoal para as novas unidades que estão sendo implantadas, mas aparentemente ainda há falta de técnicos e administrativos qualificados para acompanhar o crescimento da produção. Se houver uma maior aceleração na expansão o problema pode se agravar, mas há tempo para se tomarem providências. Se não for devidamente tratado, este problema pode trazer sérios problemas econômicos devido à falta de capacitação do pessoal operacional.

- 5) Dificuldade de ajustar, em um processo de crescimento rápido, a produção e a demanda de etanol, e os altos custos de se manter um estoque regulador.

Tanto as autoridades governamentais como os produtores estão conscientes da seriedade do problema da falta de um estoque regulador de oferta e demanda para diminuir a volatilidade de preços durante os períodos de safra e entressafra, bem como do problema estratégico para garantir aos eventuais importadores que existe disponibilidade do produto em quantidade e qualidade adequadas. Segundo a Revista Canavieiros (Maio 2008) existem recursos no montante de R\$ 2,3 bilhões para warrantagem a serem emprestados pelo BNDES e Banco do Brasil.

- 6) Impactos sociais negativos pelo avanço da cultura da cana sobre áreas de pequenos produtores e de outras culturas. Já existem regiões que estão impondo limites à área cultivada com cana.

O avanço rápido da cana-de-açúcar sobre outras culturas tradicionais em regiões do Centro-Sul, como a soja e o milho, está causando algum transtorno nas economias locais baseada nestas culturas tradicionais e causando reações negativas como a proibição do plantio de cana em alguns municípios. Este problema deve ficar resolvido com a divulgação

do Zoneamento Agroecológico feita recentemente pelo governo. Negociações locais também ajudarão a amenizar este problema. ONG's saem em defesa dos pequenos produtores contra seu deslocamento de suas propriedades arrendadas para o plantio de cana e causam muita publicidade negativa; é preciso atentar com mais seriedade para este problema e apresentar dados sobre os impactos negativos e positivos, provando que estes últimos são mais significativos. Estudos socioeconômicos precisam ser desenvolvidos para equacionar adequadamente este problema e buscar soluções aceitáveis.

- 7) Para o caso de etanol de hidrólise, considerado prioritário no PNMC, existe o problema econômico e tecnológico para a penetração desta nova tecnologia, que ainda não atingiu o estágio comercial. O alto custo de produção comparado ao do etanol convencional vai inibir sua implantação em larga escala.

Este é um problema típico da implementação de tecnologias que ainda não atingiram o estágio comercial, como é o caso de todas as tecnologias de segunda geração para produção de biocombustíveis. Se o Brasil pretende utilizar em larga escala essa tecnologias no futuro, como sugere o PNMC, é preciso investir no seu desenvolvimento aqui, de modo a selecionar e adequar o processo mais promissor para as condições locais de qualidade e quantidade da matéria-prima e associação com a produção de etanol convencional. A cana-de-açúcar apresenta condições excepcionais para se tornar uma matéria-prima para energia com a combinação de tecnologias de primeira (com os açúcares) e de segunda (com as fibras) gerações. Os investimentos estimados para se desenvolver o etanol de hidrólise, junto com a expansão do setor, são da ordem de R\$ 47 bilhões no Cenário de Baixo Carbono de R\$ 19 bilhões no Cenário de Referência, no período de 2010 a 2030. O custo adicional do etanol para se produzir o etanol de hidrólise em relação ao convencional é muito elevado no curto prazo, devendo nivelar somente depois de 2020 ou talvez até 2030.

Uma linha de crédito diferenciada e empréstimos a fundo perdido serão necessários para que se consiga levar esta tecnologia para o estágio de viabilidade econômica. Os recursos realmente necessários para se conseguir este objetivo serão menores que os apresentados neste trabalho, já que estes foram estimados considerando o desenvolvimento levado à frente somente no Brasil. O compartilhamento de recursos necessários para o desenvolvimento da hidrólise juntamente com outros países é difícil de se precisar sem uma análise muito profunda e complexa. É importante que se diga que o recolhimento da palha da cana e seu uso em caldeiras, ou em rotas bioquímicas e termoquímicas avançadas não é ainda uma tecnologia dominada, por falta de experiência prática em larga escala. Para a hidrólise, está sendo dada preferência para o uso do bagaço, deixando para a palha a função de fornecer a energia necessária à operação da usina.

10 Opções Adicionais de Mitigação – Setor de Produção de Eletricidade: Hidroeletricidade

10.1 Opção de Mitigação

A complementaridade hídrica, que visa aumentar o total de hidroeletricidade produzido em duas hidrelétricas situadas em bacias distintas, foi avaliada considerando a conexão entre a hidrelétrica de Tucuruí, na Bacia Amazônica, no Brasil e a hidrelétrica Simón Bolívar em Guri, na Bacia do Caroní, na Venezuela e a construção da hidrelétrica de Belo Monte, na Bacia Amazônica, no Brasil e a sua conexão também com a hidrelétrica de Simón Bolívar.

A conexão entre essas duas hidrelétricas já existentes pode aumentar a oferta de energia renovável, sendo uma alternativa para a redução das emissões de gases do efeito estufa. As duas regiões se complementam devido à sazonalidade dos seus regimes hidrológicos (média da vazão mensal do rio a partir de registros históricos de anos anteriores), principalmente se considerarmos os afluentes da margem direita do Rio Amazonas. Como resultado ocorre um ganho de energia firme que pode ser comparado com uma expansão do sistema.

Esse tipo de esquema, que é conhecido por complementaridade hidrológica, aumenta o total de hidroeletricidade produzido em duas hidrelétricas situadas em bacias distintas. Para a sua exploração é necessário que as duas hidrelétricas estejam conectadas para que a energia possa circular entre elas sazonalmente. Como existe um potencial considerável de recursos hidrelétricos para ser aproveitado na região norte da América do Sul, a exploração deste esquema entre bacias no hemisfério norte e sul pode ser vantajosa.

Vamos avaliar a viabilidade da conexão entre a hidrelétrica de Tucuruí, na Bacia Amazônica, no Brasil e a hidrelétrica Simón Bolívar, em Guri, na Bacia do Caroní, na Venezuela e a construção da hidrelétrica de Belo Monte, na Bacia Amazônica, no Brasil e a sua conexão também com a hidrelétrica de Simón Bolívar. A complementaridade nestes casos se fundamenta pela localização das hidrelétricas no hemisfério norte (Simón Bolívar) e no hemisfério sul (Tucuruí e Belo Monte)

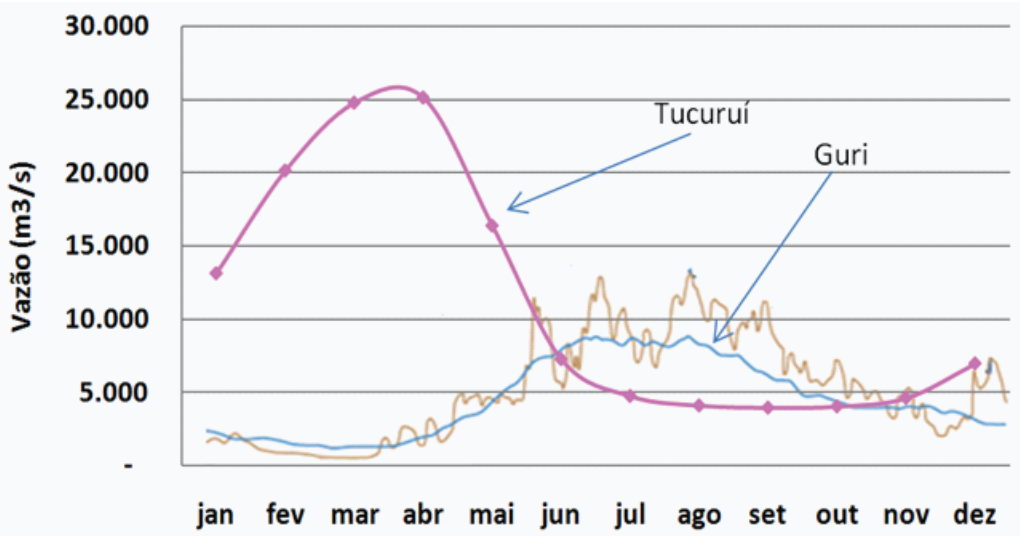
Em 2007 a hidrelétrica Simón Bolívar, de Guri, na Venezuela produziu 51.029 GWh sendo que o fator de produção médio da usina foi $2,94 \text{ m}^3/\text{kWh}$. Entre os meses de agosto a outubro foi necessário verter uma vazão de $3.076 \text{ m}^3/\text{s}$ para manter a cota máxima de operação do reservatório (EDELCA 2007). Portanto, levando em conta o fator de produção médio da usina, cerca de 3,6 GW de potência foram desperdiçados entre os meses de agosto a outubro.

A complementaridade hidrológica pode ser demonstrada tomando-se como exemplo a geração hidrelétrica em duas usinas já em operação: Simón Bolívar, na Venezuela e Tucuruí, no Brasil. Entre janeiro e junho a energia produzida em Tucuruí seria enviada para Simón Bolívar e entre julho e dezembro a energia de Simón Bolívar seria enviada para Tucuruí (MUNIZ 2007).

Uma análise mais detalhada da complementaridade hidrológica entre a hidrelétrica de Tucuruí, no Rio Tocantins e a hidrelétrica de Simón Bolívar (reservatório de Guri) pode ser realizada com a comparação dos regimes hidrológicos nos dois rios. A Figura 20 foi montada com dados do Hidroweb da Agência Nacional de Águas do Brasil e da Electrificación del Caroní, C.A. (EDELCA 2007), da Venezuela. Na Figura 19 podemos verificar a média das vazões de longo termo do Rio Tocantins e a média das vazões de longo termo afluentes no reservatório de Guri (linha azul). Realmente entre janeiro e maio as vazões afluentes no reservatório de Tucuruí são muito superiores em comparação com as vazões afluentes em Guri. A partir de junho e até outubro, as vazões afluentes em Guri são superiores às afluentes no reservatório de Tucuruí. A capacidade de retenção de água desses reservatórios pode fazer com que os dois períodos

citados se estendam por mais algum tempo, maximizando a energia gerada no período de disponibilidade hídrica.

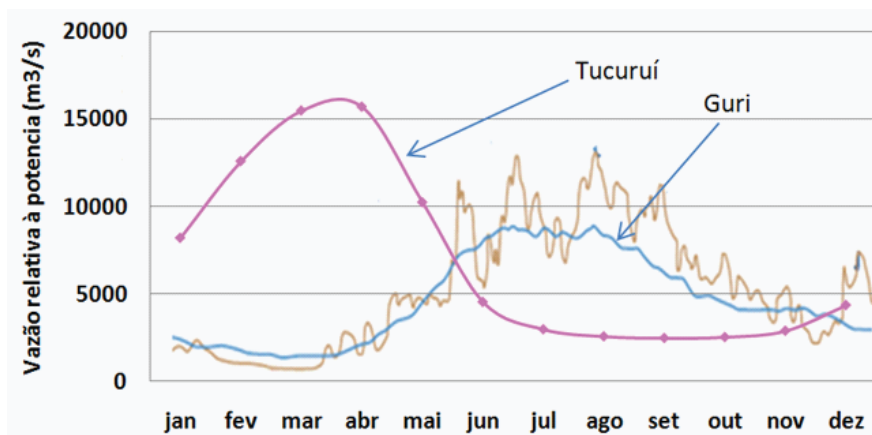
Figura 19 – Média das vazões de longo termo no reservatório de Tucuruí e Guri



Fonte: Relatório Tema J

O maior pico de geração da hidrelétrica de Tucuruí chegou a 6.474 MW e foi observado em 24 de janeiro de 2009. A potência instalada da hidrelétrica é 8.370 MW e a sua altura de queda é 78 m. Portanto são necessários cerca de 4,71 m³/kWh gerados na hidrelétrica de Tucuruí. A mesma razão para a hidrelétrica de Simón Bolívar é de 2,94 m³/kWh (EDELCA 2007). Portanto a razão entre a capacidade de transformar a vazão em potência entre Tucuruí e Simón Bolívar é 1,6. Ou seja, cada unidade de volume turbinado na hidrelétrica de Simón Bolívar produz uma quantidade de energia correspondente a 1,6 unidades de volume d'água turbinados em Tucuruí. Na Figura 20 vemos a sobreposição das vazões ajustadas com base no potencial energético por volume de água para as duas hidrelétricas. É possível verificar que a complementaridade energética ficou mais aparente ainda.

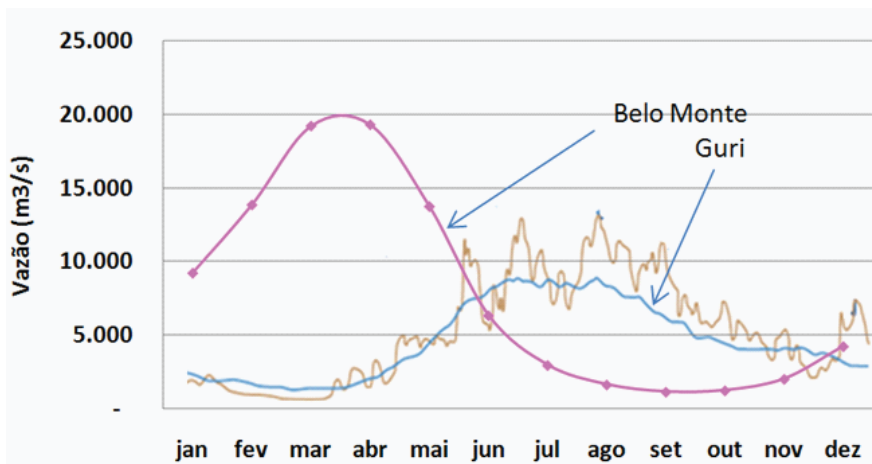
Figura 20 – Vazões ajustadas com base no potencial energético por volume de água para as hidrelétricas de Tucuruí e Simón Bolívar (reservatório de Guri)



Fonte: Relatório Tema J

O mesmo tipo de análise pode ser feito também levando em consideração as informações para o Rio Xingú, onde poderá ser construída a hidrelétrica de Belo Monte (GW) e os dados da Edelca (Figura 21). A análise da Figura 21 mostra que, realmente, de agosto a outubro, a energia excedente da hidrelétrica de Simón Bolívar poderia ser importada pelo Brasil, e que de fevereiro a abril, a energia produzida em Belo Monte poderia ser exportada para a Venezuela. A conexão entre as duas hidrelétricas permitiria otimizar a reserva de água nos dois reservatórios para que fosse otimizada a oferta de energia firme ao longo de um ano, levando em conta as transferências energéticas entre as usinas.

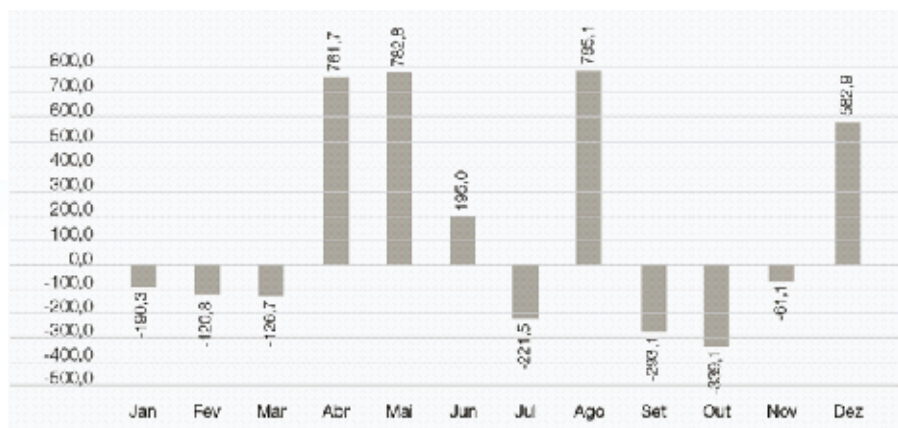
Figura 21 – Vazões de longo termo em Belo Monte e Guri.



Fonte: Relatório Tema J

O aporte de energia da Venezuela para a região norte do Brasil seria interessante pois nos meses de julho, setembro, outubro e novembro, esta região importa eletricidade da região nordeste (Figura 22). No geral, a região norte é uma exportadora de energia para o nordeste, que está conectado ao sistema interligado nacional, sendo que o total líquido desta exportação é de 1.229,90 GWh.

Figura 22 – Transferência interregional do Norte para o Nordeste (MW médio)



Fonte: ONS, 2008

Além da hidrelétrica de Simón Bolívar (reservatório de Guri) existem outras hidrelétricas na Bacia do Caroni. A hidrelétrica de Macagua produz 13.220 GWh/ano de energia firme. As hidrelétricas de Caruachi (11.350 GWh/ano) e Tocoma (10.520 GWh/ano) estão em construção. As hidrelétricas de Tayucaí (8.500 GWh/ano), Aripichi (3.700 GWh/ano), Eutobarima (8.300 GWh/ano) e Auraima (3.700 GWh/ano) estão projetadas (EDELCA, 2004). A Tabela 95 mostra a capacidade instalada, o número de unidades geradoras, a energia firme anual, a média anual de energia e a diferença entre a média e a energia firme para cada um desses aproveitamentos na Bacia do Caroní.

Tabela 95 – Dados de operação das hidrelétricas da Bacia do Caroní

Usina	Capacidade instalada (MW)	Unidades Geradoras	Energia firme anual (GWh)	Média anual de energia (GWh)	Diferença (Média - Firme)
Macagua	3.140	20	13.220	15.220	2.000
Guri	10.000	20	40.710	48.220	7.510
Caruachi	2.280	12	11.350	13.040	1.690
Tocoma	2.250	12	10.520	12.140	1.620
Tayucay	2.450	6	8.500	11.600	3.100
Aripichi	1.200	4	3.700	4.800	1.100
Eutobarima	2.400	5	8.300	11.300	3.000
Auraima	1.200	6	3.700	5.400	1.700
Total	24.920	85	100.000	121.720	21.720

Fonte: Relatório Tema J

A diferença entre a energia média e a energia firme anual pode ser uma estimativa da energia que poderia ser trocada com o Brasil. Ou seja, a mesma quantidade de energia poderia ser produzida no Brasil e exportada para a Venezuela nos meses de janeiro a junho. Desta forma a energia firme disponível para cada país corresponderia ao total mostrado na tabela (cerca de 22 TWh por ano).

Atualmente existe uma conexão entre Boa Vista, no extremo norte do Brasil, e o sistema Venezuelano (região do reservatório de Guri); contudo, o restante da rede brasileira está isolado (IIRSA, 2009). A Edelca fornece energia elétrica para Boa Vista a partir de um projeto iniciado em 1998 com a construção de uma linha de transmissão de cerca de 695 km (495 km na Venezuela e 200 km no Brasil). Na época da construção estimou-se que o investimento necessário para instalar a linha de transmissão na parte venezuelana foi de US\$180 milhões enquanto o investimento para a parte brasileira foi US\$60 milhões. A linha de transmissão tem capacidade de transmitir 200 MW de energia firme para Roraima, que é a energia esperada na região em 2020 (Senado Federal, 2001).

Em 2007, o Brasil consumiu 536 GWh de energia produzida em Guri, na Venezuela, e até a fronteira com a Venezuela a transmissão é feita por uma linha de 400 kVA (EDELCA, 2007).

De forma simplificada, o custo da hidroeletricidade extra produzida pelo esquema de complementariedade hidrológica diz respeito somente ao custo da interligação entre as hidrelétricas e a uma quantia adicional de energia firme que as duas regiões podem receber.

Neste caso, a distância entre a Bacia Caroni e Boa Vista é de cerca de 700 km, a distância entre Boa Vista e Manaus é de 700 Km e a distância de Belo Monte até Manaus é de 800 km (MUNIZ, 2007). Contudo, já existe um projeto para uma linha de transmissão de 500 kW entre Jurupari e Oriximiná (que está conectada a Tucuruí) e cerca de 300 km separam Jurupari de Manaus (Figura 23). A ligação entre a Venezuela e o Boa Vista poderia ser feita por meio de uma linha de corrente contínua, enquanto as demais seriam por meio de corrente alternada com capacidade de 500 ou 750 kW. Chegando a Belo Monte a energia estaria disponível para o sistema interconectado do Brasil. Em resumo, seriam necessários cerca de 1.000 km de novas linhas de transmissão até Boa Vista para conectar a energia da Venezuela ao sistema interligado brasileiro. Um trecho da linha de transmissão que representaria um desafio tecnológico seria a transposição do Rio Amazonas.

Figura 23 – Mapa da linha de transmissão entre Jurupari, no Estado do Pará e Boa vista, no Estado de Roraima



Fonte: Relatório Tema J

O investimento estimado para a construção da linha de transmissão de 500 kW entre Jurupari e Oriximina e da linha de transmissão de 230 kW entre Jurupari e Macapá é de R\$ 666,4 milhões entre 2007 e 2010. Sendo que a meta é construir 713 km de linhas de transmissão a um custo total de R\$ 999,7 milhões (PAC 5). O trecho entre Jurupari e Oriximina faz parte da interligação de Tucuruí com Manaus e o trecho entre Jurupari e Macapá conta com a transposição do Rio Amazonas.

O investimento total previsto para a construção da linha de transmissão com 586 km entre Oriximina e Cariri é R\$ 1,3 bilhões. Este trecho também faz parte da interligação entre a UHE Tucuruí e Manaus.

Assumindo um custo por km de linha de transmissão de R\$ 1 milhão, seria necessário um investimento da ordem de R\$ 1 bilhão para conectar Boa Vista ao sistema interligado brasileiro.

Para estimativas de potenciais reduções de emissões em outros países interligados devido à exportação pelo Sistema Elétrico Brasileiro (como poderia ser o caso da Venezuela, por exemplo), é necessário avaliar o mix energético do sistema de geração Venezuelano e estimar um fator de emissão de CO₂ para a eletricidade gerada nesse país. O fator de emissão para a eletricidade Venezuelana é 0,283 tCO₂/MWh (RETSCREEN, 2009) ou cerca de 0,251 tCO₂/MWh (EIA/DOE, 2009). Considerando que a hidrelétrica de Simón Bolívar produz 7.510 GWh de eletricidade sazonalmente e que uma quantia equivalente de energia poderia ser produzida sazonalmente no Brasil, sendo que metade seria consumida na Venezuela e metade no Brasil. Considerando que esta energia produzida no Brasil seria um excedente que atualmente não é aproveitado. Assumindo também que a capacidade instalada nas hidrelétricas no Brasil já é suficiente para produzir essa energia. Seria possível evitar cerca de 1,42 milhões de toneladas de CO₂ por ano. Assumindo um custo para a conexão de R\$1 bilhão, uma vida útil de 25 anos, e uma taxa de desconto de 8% ao ano, o custo da tonelada de CO₂ evitada seria de -R\$477. Nestes cálculos também levamos em consideração um custo evitado de expansão do sistema interligado correspondente a US\$56,89/MWh. Além disso, consideramos que o fator de emissão do sistema interligado no Brasil é 0,094 t CO₂/MWh até 2014, 0,081 até 2019, 0,069 até 2024 e, finalmente 0,074 até 2030.

Um outro projeto desse tipo seria a interligação da hidrelétrica de Tortuba (1.000 MW), na Guiana, com as cidades de Boa Vista e Manaus (IIRSA, 2009). A construção da hidrelétrica e da linha de transmissão está estimada em US\$1.850 milhões.

11 Cenário de Baixo Carbono 2010-2030 para o Setor de Energia

11.1 Potencial de Redução das Emissões de CO₂

197

Esta possibilidade representa o potencial de reduções de emissões de carbono decorrendo da transição de um Cenário de Referência a um cenário de baixa emissão de carbono. Trata-se do potencial máximo de abatimento de gases de efeito estufa de cada opção considerada na área de energia para o período de 2010 a 2030.

O potencial máximo de redução das emissões de dióxido de carbono da área de energia é de 1,8 bilhões de toneladas no período 2010-2030, com destaque para a substituição de carvão vegetal de desmatamento por carvão vegetal de plantações (que representa 31% do potencial total do setor), que considera o fim do uso da biomassa não-renovável no setor industrial até o horizonte 2030.

Conforme a metodologia apresentada no capítulo 2.1, os custos marginais de abatimento das opções mitigadoras de emissões de dióxido de carbono para o período entre 2010 e 2030 foram estimados a partir de duas análises. Primeiramente, os custos foram baseados na taxa de desconto utilizada no PNE 2030, igual a 8% a.a.. Após, estimou-se o *break-even carbon price* de acordo com diferentes taxas internas de retorno setorial esperadas pelos agentes econômicos (*sectoral IRR benchmarks*).

Para a área de energia, os custos marginais de abatimento das opções mitigadoras a uma taxa de desconto anual de 8%, oscilam entre -248 US\$/tCO₂, no caso da cogeração a bagaço de cana-de-açúcar, e 516 US\$/tCO₂, para o aumento da eficiência dos aparelhos de condicionamento de ar no setor residencial.

O *break even carbon price* das opções de mitigação das emissões de GEE na área de energia compreendem uma faixa de 10 US\$/tCO₂ a 2.807 US\$/tCO₂. Nota-se que o custo do carbono necessário para viabilizar as opções propostas é superior ao custo marginal de abatimento das opções com taxa de desconto de 8%. Ou seja, faz-se necessário um aporte financeiro adicional para que as opções se tornem atrativas para os agentes econômicos reais.

Tabela 96 – Potencial de Redução das Emissões de CO₂ (2010-2030)

Nº	Setor	Opções de Mitigação de Baixo Carbono	Redução das Emissões (MtCO ₂)	Custo Marginal de Abatimento (US\$/tCO ₂) (disc. rate 8%)	TIR esperada no Setor	Break Even Carbon Price (US\$/tCO ₂)
1	Industrial	Otimização da combustão	105,2	-44,1	15%	n/a
2		Sistemas de recuperação de calor	19,0	-91,7		n/a
3		Recuperação de vapor	37,3	-97,0		n/a
4		Recuperação de calor em fornos	283,0	-25,6		n/a
5		Novos processos	135,4	2,1		173,6
6		Outras medidas de eficiência energética	18,3	-13,5		n/a
7		Energia solar térmica	25,8	-54,7		n/a
8		Reciclagem	74,8	-34,5		10,4
9		Substituição por gás natural	43,7	-20,2		68,9
10		Substituição de fósil por biomassa renovável	69,2	2,8		41,8
11		Substituição da parcela não-renovável da biomassa	567,0	2,9		41,8
12	Eólica	Eólica	19,3	-7,6	15%	98,5
13	Cogeração	Cogeração	157,9	-248,2	18%	34,0
14	Residencial	Aquecedor Solar	3,0	161,8	79%	1.397,6
15		Ar-Condicionado (MPES)	2,6	516,6		2.807,3
16		Lâmpadas	3,1	-119,7		n/a
17		Refrigeradores (MPES)	9,5	41,8		547,5
18	Comercial / Industrial	Motor	1,5	-49,8	15%	72,3
19		Iluminação Industrial	0,6	-65,0		n/a
20		Iluminação Comercial	1,5	-52,3		n/a
21	GTL	GTL	128,2	-1,5	25%	33,9

22	Refino	<i>Changing Design of New Refineries</i>	51,8	19,1	15%	106,1
23		<i>Improving Energy Use of Existing Refinery Units (Heat Integration)</i>	52,3	6,6		74,8
24		<i>Improving Energy Use of Existing Refinery Units (Fouling Mitigation)</i>	7,0	72,9		208,5
25		<i>Improving Energy Use of Existing Refinery Units (Advanced Control)</i>	7,0	95,1		431,5
Potencial Total			1.823			

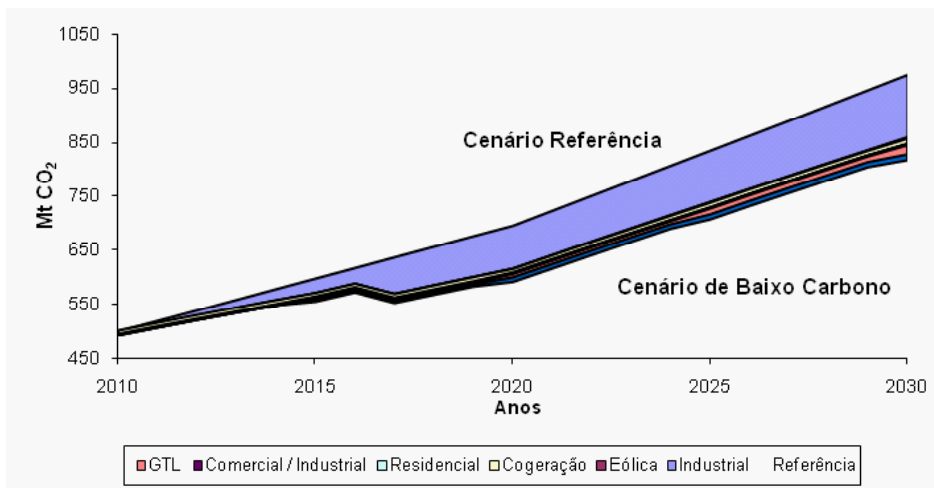
Nota: *sem consideração do carbono sequestrado nestas plantações Nesta tabela não são incluídas as opções de mitigação da hidroeletricidade e etanol, por se tratarem de opções adicionais.

Conforme discutido no item 2.1.2, este trabalho exhibe apenas os valores positivos de carbono que tornam economicamente atraente os projetos de mitigação (*break-even carbon price*). No caso de valores negativos, ou seja, na situação em que as medidas de mitigação já são atraentes do ponto de vista econômico (possuindo outras barreiras), os valores não são exibidos.

11.2 Cenário Baixo Carbono

O resultado final agregado de redução das emissões de gases de efeito estufa foi determinado a partir do potencial de mitigação da área de energia. De acordo com o Cenário Referência utilizado (PNE 2030), as emissões brasileiras na área de energia deverão passar de, aproximadamente, 500 milhões de toneladas de CO₂ em 2010 para mais de 975 milhões de toneladas de CO₂ em 2030.

Gráfico 15 – Redução Anual das Emissões de CO₂

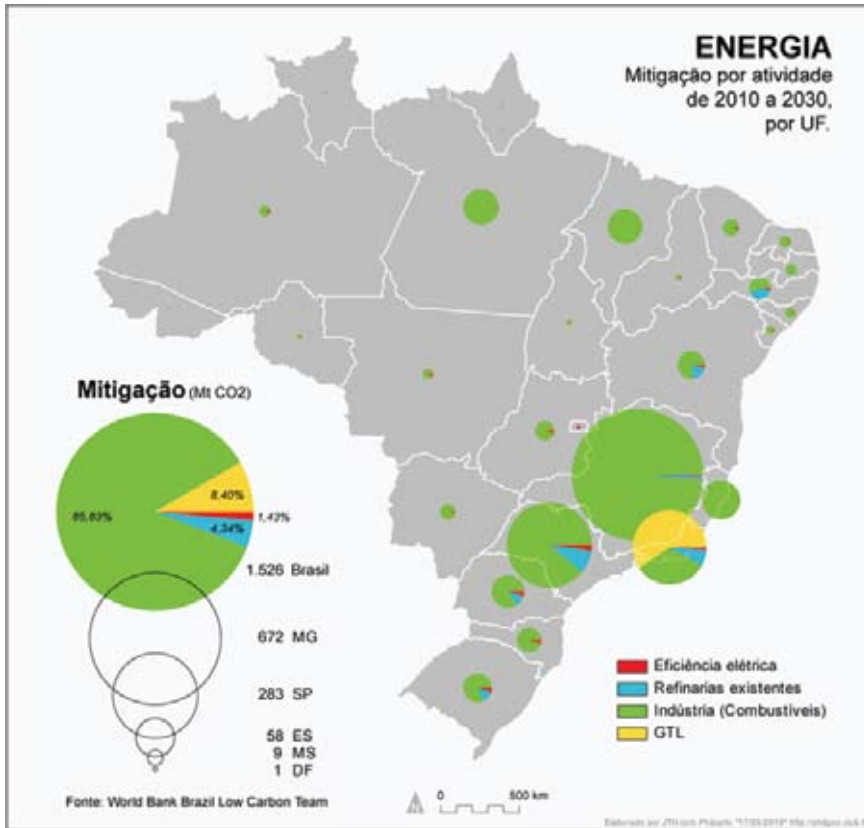


Nota: Neste gráfico não são incluídas as opções de mitigação da hidroeletricidade e etanol, por se tratarem de opções adicionais.

Considerando as 25 medidas propostas pelos grupos de estudos envolvidos neste trabalho

que englobam sete setores na área de energia, as emissões em 2030 podem ser reduzidas para 815 milhões de toneladas de CO₂. Esta redução de 160 milhões de toneladas de CO₂ (o equivalente a 16% das emissões em 2030) poderá ser alcançada majoritariamente pelo setor industrial, que representa 72% da redução em 2030, e pela introdução do GTL no Brasil, que equivale a 12% da redução de 2030. A figura 24 mostra a mitigação por actividade entre 2010-2030.

Figura 24: Mitigação de Emissões por Actividade, 2010 a 2030



11.3 Opções Adicionais

A tabela abaixo apresenta a síntese do potencial de redução das emissões de GEE com o desenvolvimento das opções de mitigação adicionais propostas, que são medidas que possuem os custos incorridos no Brasil, mas buscam reduzir as emissões de GEE no mundo.

Tabela 97 – Potencial de Redução das Emissões de CO₂

Opção de Mitigação de Baixo Carbono		Redução das Emissões (MtCO ₂)	Setor
Nº	Nome		
1	Exportação de Etanol	666,9	Etanol
2	Interligação Venezuela	27,9	Hidrelétrica
Potencial Total		694,8	

Segundo a análise feita, as emissões evitadas de GEE considerando o desenvolvimento das duas opções adicionais de mitigação apresentam um potencial de quase 700 milhões de toneladas de CO₂. Os custos marginais de abatimento das opções mitigadoras adicionais para o período entre 2010 e 2030, considerando a taxa de desconto utilizada no PNE 2030, igual a 8% a.a., são apresentados a seguir.

Tabela 98 – Custo Marginal de Abatimento – Taxa de Desconto de 8% a.a.

Opção de Mitigação de Baixo Carbono		Custo Marginal de Abatimento (US\$/tCO ₂)	Setor
Nº	Nome		
1	Exportação de Etanol	2,1	Etanol
2	Interligação Venezuela	-30,5	Hidrelétrica

Os custos marginais de abatimento das opções adicionais de maior exportação de etanol e interligação com a Venezuela, a uma taxa de desconto anual de 8%, são de 2 e -31 US\$/tCO₂, respectivamente. Assim, o custo total para a implementação destas medidas é de 549 milhões de dólares em 2030. Esta estimativa do custo marginal de abatimento para as exportações de etanol não incorpora ainda os custos das atividades que teriam que ser implementadas para atingir as metas de aumento de produtividade da pecuária e assim evitar a expansão da fronteira agropecuária em cima de florestas nativas (notar que ainda existem muitas áreas disponíveis para a agricultura que não estão ocupadas com o gado; além do mais, existem ganhos econômicos com a tecnificação da produção pecuária).

11.4 Impacto Energético

Do ponto de vista energético, as opções de mitigação consideradas no Cenário de Baixo Carbono deste estudo impactam o sistema energético nacional e mundial (este último a partir das duas opções adicionais de mitigação das emissões de GEE: maior exportação de etanol e interligação Brasil – Venezuela) basicamente de três formas: aumento da oferta de energia (tanto elétrica como de combustíveis fósseis), redução da demanda energética e substituição energética em favor de combustíveis renováveis.

A Tabela 99 exhibe o impacto no sistema energético, em toneladas equivalentes de petróleo, das opções de mitigação consideradas no estudo. Dentre as 27 opções de mitigação consideradas, são apresentados os impactos energéticos de 26 opções. Não foram considerados impactos na área de energia (considerou-se, apenas, o impacto na redução das emissões de GEE) da substituição de combustíveis fósseis por gás natural. Neste capítulo optou-se por analisar apenas a substituição por combustíveis renováveis.

Para melhor visualização dos impactos energéticos, as opções de mitigação são apresentadas divididas em 5 grupos: aumento da oferta de eletricidade, aumento da oferta de combustíveis fósseis, redução do consumo de eletricidade, redução do consumo de combustíveis fósseis e substituição energética por fontes renováveis. Neste último caso inclui-se a interligação do sistema energético Brasil – Venezuela que não representa uma alteração de combustíveis fósseis por renováveis, mas no fornecimento de energia de origem predominantemente fóssil (Venezuela) por energia com maior participação de renováveis (Brasil).

Tabela 99 – Impacto Energético das Opções de Baixo Carbono

MtEp	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Electricity generation								
Cogeração de Cana de Açúcar	0,5	2,0	3,3	4,7	6,1	7,6	7,9	8,2
Eólica	0,0	0,1	0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,1
Total	0,5	2,1	3,6	5,2	6,7	8,4	8,8	9,3
Produção de Combustíveis Fósseis								
Gas to liquid (GTL)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4
Conservação de Energia								
Aquecedor solar - residencial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Ar condicionado (MEPS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Iluminação residencial	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Refrigeradores (MEPS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
Iluminação comercial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Motores elétricos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iluminação industrial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7
Conservação de Energia de Combustíveis Fósseis								
Otimização da combustão	0,0	0,4	0,8	1,2	1,7	2,1	2,2	2,3
Sistemas de recuperação de calor	0,0	0,1	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,8
Sistemas de recuperação de vapor	0,0	0,3	0,5	0,8	1,2	1,5	1,6	1,6
Sistemas de recuperação de calor de fornos	0,0	0,4	0,9	1,4	2,0	2,6	3,2	3,9
Novos processos industriais	0,0	0,4	0,7	1,2	1,6	2,1	2,6	3,1
Outras medidas de eficiência energética	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
Reciclagem	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0
Refinarias existentes (Integração energética)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8
Refinarias existentes (Controle de incrustações)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Refinarias existentes (Sistemas avançados de controle de processo)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Novas refinarias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
Total	0,0	1,8	3,7	5,8	8,0	11,5	12,8	14,2
Substituição de Energia								
Linha de transmissão Brazil-Venezuela	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Substituição de gasolina de outros países por etanol importado	0,4	1,3	2,0	2,8	3,6	4,6	5,7	7,0
Energia solar térmica	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5
Substituição de outros combustíveis por biomassa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Substituição de carvão vegetal não-renovável por carvão vegetal renovável	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6
Total	0,4	1,4	2,1	3,7	4,6	5,7	6,8	18,9

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
8,5	8,9	9,3	9,7	10,1	10,5	11,0	11,8	12,0	12,1	12,3	12,7	13,0
1,2	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
9,8	10,2	10,8	11,2	11,7	12,2	12,7	13,5	13,8	13,9	14,2	14,6	15,0
Produção de Combustíveis Fósseis												
0,4	0,4	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	2,5
Conservação de Energia												
0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
0,8	1,0	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,1	2,2	2,3	2,4	2,7
Conservação de Energia de Combustíveis Fósseis												
2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7
0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3
1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6
4,6	5,4	6,2	6,4	6,6	6,9	7,1	7,4	7,7	8,0	8,2	8,5	8,9
3,7	4,3	5,0	5,7	6,4	7,2	8,1	9,0	9,9	10,9	12,0	13,1	14,3
0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,8	0,8	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
15,7	17,2	20,1	21,2	22,4	23,7	25,0	26,8	28,3	29,9	31,5	33,2	35,0
Substituição de Energia												
0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
8,0	9,2	10,5	12,3	14,4	16,7	19,1	21,6	23,1	24,5	25,9	27,3	28,7
0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1
10,8	11,0	11,2	11,5	11,8	12,1	12,4	12,7	13,1	13,4	13,7	14,1	14,5
20,3	21,8	23,5	25,7	28,4	31,2	34,1	37,2	39,3	41,3	43,3	45,3	47,4

Fonte: Elaboração própria a partir dos relatórios individuais

A oferta de energia elétrica no Brasil pode aumentar em até 15 MtEp (174 TWh) em 2030 com a maior participação de energia eólica e da produção de eletricidade excedente a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar (cogeração). Do total, mais de 85% decorre da cogeração, que considera três opções técnicas, tanto no cenário referência quanto no cenário baixo carbono. Duas alternativas correspondem a sistemas de cogeração com turbinas a vapor, sendo que em um caso são consideradas apenas turbinas a vapor de contrapressão (operação apenas no período da safra), e, em outro, turbinas de extração e condensação (com possível operação ao longo de todo o ano). A diferença entre os cenários é a pressão e temperatura do vapor gerado. De acordo com análise realizada, a cogeração de energia pode produzir mais de 150 TWh para o sistema energético nacional em 2030.

Para a energia eólica, no Cenário de Baixo Carbono, é projetada uma expansão acumulada da geração de 15,0 GW até 2030. Ou seja, um incremento de 10,3 GW de oferta de energia eólica até 2030 entre os cenários de referência e de baixo carbono.

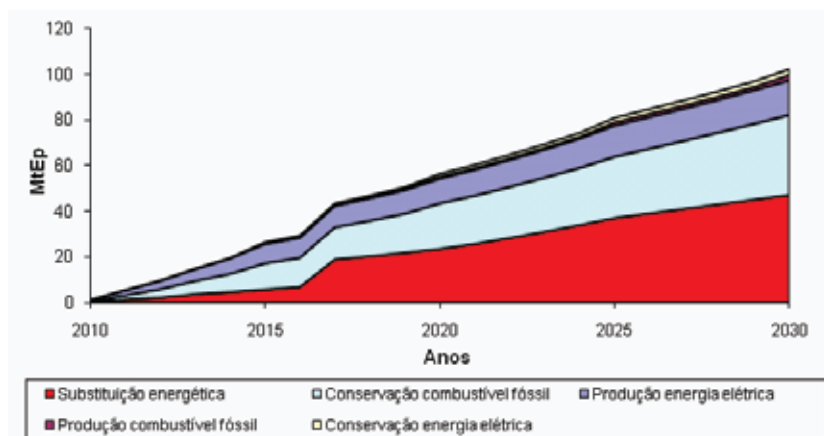
A maior oferta de combustíveis líquidos decorre da implementação do GTL no Brasil que, de acordo com o estudo, pode gerar mais 13,0 Mb/ano de diesel e 5,6 Mb/ano de gasolina em 2030, o que equivale a um aumento da oferta de combustíveis líquidos em 2,5 MtEp em 2030.

As medidas de conservação de eletricidade podem reduzir em quase 3,0 MtEp em 2030 (31 TWh) com destaque para a adoção de padrões mandatórios de eficiência energética mais rigorosos (tanto para refrigerador quanto para ar condicionado) que representam mais de 60% do potencial de redução do consumo de eletricidade em 2030.

Para a conservação de combustíveis fósseis, são incluídas as opções de eficiência energética no setor industrial que combinadas podem reduzir até 32,3 MtEp em 2030, e as opções de modificação do parque novo e existente de refino que buscam reduzir o auto-consumo de combustíveis nas refinarias. O potencial estimado desta redução é de 2,8 MtEp em 2030.

Por fim, como opção de substituição energética em favor de combustíveis renováveis, destaca-se a maior exportação de etanol, que permitirá reduzir o consumo de 37,3 bilhões de litros de gasolina em 2030 e a substituição de toda a biomassa não-renovável, representadas pela lenha e carvão vegetal, por biomassas exclusivamente de plantações. O Gráfico 15 exibe o impacto energético total dos cinco grupos considerados para o período analisado.

Gráfico 16 – Impacto Energético das Opções de Mitigação



Fonte: Elaboração própria a partir dos relatórios individuais

A substituição energética e a conservação de combustíveis fósseis com o aumento da eficiência

energética no setor industrial serão responsáveis pelos maiores impactos no setor energético nacional e mundial nos próximos anos caso as opções de mitigação analisadas sejam implementadas. A Tabela 100 apresenta este resumo dos impactos energéticos das opções de mitigação por período.

Tabela 100 – Resumo dos Impactos das Opções de Baixo Carbono

MtEp	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Total
Geração de eletricidade	26,5	48,9	61,4	71,5	208,3
Produção de combustíveis fósseis	0,4	2,7	5,1	8,7	16,9
Conservação de energia	1,3	4,3	8,1	11,6	25,2
Conservação de energia de combustíveis fósseis	30,7	80,0	119,3	157,9	387,9
Substituição de energia	18,0	91,4	156,7	216,5	482,6

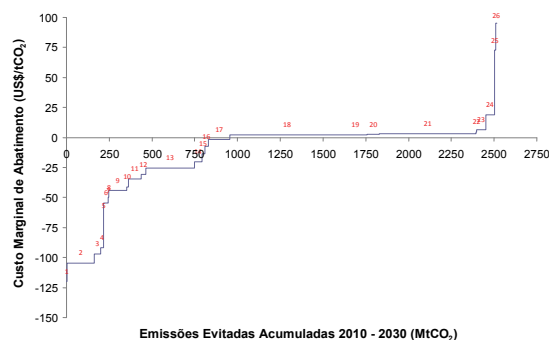
Fonte: Elaboração própria a partir dos relatórios individuais

No período de 2010 a 2030 o impacto energético pode ser superior a 1,1 GtEp. O aumento de energia tanto elétrica quanto fóssil poderá ser de 225,2 MtEp nos 20 anos analisados, enquanto que a conservação de energia (elétrica e fóssil) será de 403,6 MtEp. A participação das fontes renováveis, por sua vez, poderá aumentar em mais de 480 MtEp de 2010 a 2030.

11.5 Síntese de Custos de Abatimento

A síntese dos custos envolvidos nas opções mitigadoras na área de energia é apresentada em formato de curva de custo de abatimento, onde são identificados os custos associados e o respectivo potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa de cada opção proposta. Este tipo de curva permite identificar o custo total associado à construção das opções de mitigação propostas, que é dado pela integral da curva. Nos gráficos a seguir são apresentadas não apenas as 25 opções analisadas no estudo, como também as duas opções adicionais (etanol e hidroeletricidade).

Gráfico 17 – Curva de Custo Marginal de Abatimento – Taxa de Desconto de 8% a.a. (reduções de emissões acumuladas 2010-2030)



Legenda:

1	<i>Iluminação residencial</i>	14	<i>Substituição de outros combustíveis por gás natural</i>
2	<i>Cogeração de cana de açúcar</i>	15	<i>Outras medidas de eficiência energética</i>
3	<i>Sistema de recuperação de vapor</i>	16	<i>Eólica</i>
4	<i>Sistema de recuperação de calor</i>	17	<i>Gas to liquid (GTL)</i>
5	<i>Iluminação industrial</i>	18	<i>Substituição de gasolina de outros países por etanol importado</i>
6	<i>Energia solar térmica</i>	19	<i>Novos processos industriais</i>
7	<i>Iluminação comercial</i>	20	<i>Substituição outros combustíveis por biomassa</i>
8	<i>Motores elétricos</i>	21	<i>Substituição de carvão vegetal não-renovável por carvão vegetal renovável</i>
9	<i>Otimização de combustão</i>	22	<i>Aquecedor solar – residencial</i>
10	<i>Refrigeradores (MEPS)</i>	23	<i>Refinarias existentes (Integração energética)</i>
11	<i>Reciclagem</i>	24	<i>Novas refinarias</i>
12	<i>Transmission line Brazil-Venezuela</i>	25	<i>Existing refineries (incrustation control)</i>
13	<i>Furnace heat recovery system</i>	26	<i>Existing refineries (advanced controls)</i>

Para uma taxa de desconto social, o custo total para a implementação das opções de redução das emissões de dióxido de carbono da área de energia é de -34 bilhões de dólares em 2030, o que equivale a um custo médio de -13 dólares por tonelada de CO₂.

11.6 Síntese de Investimento

Neste item é apresentada a síntese do requerimento de investimento necessário para viabilizar as opções de mitigação das emissões de gases de efeito estufa na área de energia. Ou seja, representa o total de investimento adicional no período de análise, em relação ao Cenário Referência, trazido a valor presente, para viabilizar as opções ainda não desenvolvidas no país. Note-se aqui que sempre o investimento ocorre no período compreendido entre 2010 e 2030, mas, para algumas medidas, sua vida útil econômica extrapola o período de análise.

Tabela 101 – Valor Presente dos Investimentos Líquidos na Área de Energia

Medida de Baixo Carbono		Valor Presente dos Investimentos Líquidos (US\$)		Setor
Nº	Nome	Taxa 8%	Taxa Setorial	
1	Otimização da combustão	1.098	722	Industrial
2	Sistemas de recuperação de calor	203	160	
3	Recuperação de vapor	515	405	
4	Recuperação de calor em fornos	4.746	3.375	
5	Novos processos	17.027	10.176	
6	Outras medidas de eficiência energética	357	210	
7	Energia solar térmica	735	483	
8	Reciclagem	157	123	
9	Substituição por gás natural	1.832	1.095	
10	Substituição de fóssil por biomassa renovável	1.367	801	
11	Substituição da parcela não-renovável da biomassa	5.294	3.870	
12	Eólica	6.724	4.350	Eólica
13	Cogeração	19.630	11.993	Cogeração
14	Aquecedor Solar	1.474	70	Residencial
15	Ar Condicionado (MPES)	2.321	23	
16	Lâmpadas	182	58	
17	Refrigeradores (MPES)	2.294	28	
18	Motor	388	173	Comercial / Industrial
19	Iluminação Industrial	59	26	
20	Iluminação Comercial	163	73	
21	GTL	1.610	347	GTL
22	Mudança no design de uma nova refinaria	1.587	831	Refino
23	Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Integração energética)	2.160	1.333	
24	Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Controle de incrustações)	480	296	
25	Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Sistemas avançados de controle de processo)	800	494	
26	Interligação Venezuela	(855)	(634)	Hidroeletricidade
27	Exportação de Etanol	9.357	4.718	Etanol
Total		73.202	41.514	

Verifica-se que a uma taxa de desconto social, é necessário um investimento de 73 bilhões de dólares, além do investimento que seria feito no Cenário Referência, para a implementação das opções na área de energia. No caso do *break even carbon price*, este valor passa a ser da ordem de 42 bilhões de dólares.

A tabela a seguir apresenta o aporte financeiro anual incremental, que representa o investimento necessário adicional em relação ao Cenário Referência. Ou seja, trata-se do investimento adicional necessário em moeda corrente que, conforme se pode verificar, possui valores coerentemente espalhados no tempo, o que torna mais viável a implementação das medidas no período analisado.

Tabela 102 – Custo de Investimento Incremental Anual das Medidas de Baixo Carbono

Medida de Baixo Carbono	Custo de Investimento Anual (Milhões de US\$)									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Otimização da combustão	146	151	157	163	169	0	0	0	0	0
Sistemas de recuperação de calor	43	45	47	48	50	0	0	0	0	0
Recuperação de vapor	110	114	118	123	127	0	0	0	0	0
Recuperação de calor em fornos	580	602	624	647	671	696	722	749	776	805
Novos processos	1.316	1.365	1.415	1.468	1.522	1.578	1.637	1.697	1.760	1.825
Outras medidas de eficiência energética	27	28	29	30	31	32	33	34	36	37
Energia solar térmica	98	101	105	109	113	0	0	0	0	0
Reciclagem	33	35	36	37	39	0	0	0	0	0
Substituição por gás natural	142	147	152	158	164	170	176	183	189	196
Substituição de fóssil por biomassa renovável	72	83	96	109	123	139	156	157	165	175
Substituição da parcela não-renovável da biomassa	798	813	827	842	864	886	909	135	144	154

Eólica	0	770	837	941	1.188	1.077	853	736	926	701
Cogeração	1.417	3.430	3.197	3.256	3.172	3.361	917	1.017	844	1.032
Aquecedor Solar	0	0	175	177	176	179	177	180	178	181
Ar-Condicionado (MPES)	0	0	0	0	0	259	318	399	502	577
Lâmpadas	121	-41	-41	124	-42	-42	127	-43	-43	129
Refrigeradores (MPES)	0	0	0	0	0	416	424	417	403	393
Motor	0	0	0	0	0	123	0	0	0	0
Iluminação Industrial	0	0	0	0	0	13	0	0	8	2
Iluminação Comercial	0	0	0	0	0	33	0	0	27	13
GTL	0	0	0	0	0	850	0	0	0	0
Mudança no design de uma nova refinaria	0	0	0	0	0	1.172	0	0	0	0
Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Integração energética)	0	0	0	0	0	2.148	0	0	0	0
Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Controle de incrustações)	0	0	0	0	0	477	0	0	0	0
Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Sistemas avançados de controle de processo)	0	0	0	0	0	796	0	0	0	0
Interligação Venezuela	114	114	114	-	1.562	0	0	0	0	0
Exportação de Etanol	116	281	401	512	588	656	738	858	923	969
Total	5.132	8.038	8.289	7.181	8.955	15.021	7.186	6.518	6.840	7.190

Medida de Baixo Carbono	Custo de Investimento Anual (Milhões de US\$)										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Otimização da combustão	210	217	225	234	242	0	0	0	0	0	302
Sistemas de recuperação de calor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90
Recuperação de vapor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227
Recuperação de calor em fornos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.201
Novos processos	1.893	1.963	2.035	2.111	2.189	2.270	2.354	2.441	2.531	2.625	0
Outras medidas de eficiência energética	38	40	41	43	44	46	48	50	51	53	55
Energia solar térmica	140	145	151	156	162	0	0	0	0	0	202
Reciclagem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69
Substituição por gás natural	204	211	219	227	235	244	253	263	272	282	0
Substituição de fóssil por biomassa renovável	185	196	207	220	211	201	136	123	110	94	77
Substituição da parcela não-renovável da biomassa	164	167	171	174	191	209	227	247	268	290	314
Eólica	686	558	538	480	378	393	371	299	418	378	372
Cogeração	1.244	1.110	1.193	1.262	1.353	2.328	1.034	751	1.025	1.285	1.278
Aquecedor Solar	179	181	180	182	181	183	181	183	182	184	182
Ar-Condicionado (MPES)	590	559	482	385	290	224	206	220	250	289	338
Lâmpadas	-43	-44	131	-44	-44	133	-44	-44	134	-45	-45
Refrigeradores (MPES)	379	338	299	296	315	337	359	382	408	433	451
Motor	235	0	0	0	0	384	0	123	0	0	337
Iluminação Industrial	24	8	0	17	12	12	14	13	19	24	11
Iluminação Comercial	55	27	0	57	49	24	44	33	41	54	26
GTL	850	0	0	0	0	1.275	0	0	0	0	1.700

Mudança no design de uma nova refinaria	637	0	0	0	0	1.172	0	0	0	0	1.172
Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Integração energética)	1.880	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Controle de incrustações)	418	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Sistemas avançados de controle de processo)	696	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Venezuela	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exportação de Etanol	1.471	1.605	1.736	1.823	1.863	1.855	1.852	1.820	1.764	1.684	1.584
Total	12.136	7.283	7.609	7.624	7.671	11.290	7.035	6.904	7.473	7.631	9.942

Do ponto de vista de aporte financeiro, a tabela a seguir exhibe o valor adicional total para o período 2010-2030 que será necessário para a construção do Cenário de Baixo Carbono. Desta forma, até 2030 serão necessários 172 bilhões de dólares para a implantação do Cenário de Baixo Carbono.

Tabela 103 – Aporte Financeiro (sem taxa de desconto)

Medida de Baixo Carbono	Valor (Milhões US\$)			Setor
	Referência	Baixo Carbono	Adicional	
1 Otimização da combustão	0	2.215	2.215	Industrial
2 Sistemas de recuperação de calor	0	323	323	
3 Recuperação de vapor	0	819	819	
4 Recuperação de calor em fornos	0	8.074	8.074	
5 Novos processos	0	37.995	37.995	
6 Outras medidas de eficiência energética	0	827	827	
7 Energia solar térmica	0	1.482	1.482	
8 Reciclagem	0	249	249	
9 Substituição por gás natural	0	4.088	4.088	
10 Substituição de fóssil por biomassa renovável	9.321	12.357	3.036	
11 Substituição da parcela não-renovável da biomassa	0	8.794	8.794	
12 Eólica	0	12.898	12.898	Eólica
13 Cogeração	16.756	52.264	35.507	Cogeração
14 Aquecedor Solar	434	3.854	3.420	Residencial
15 Ar-Condicionado (MPES)	5.309	11.197	5.888	
16 Lâmpadas	903	1.197	295	
17 Refrigeradores (MPES)	42.734	48.785	6.051	
18 Motor	3.399	4.601	1.201	Comercial / Industrial
19 Iluminação Industrial	108	286	178	
20 Iluminação Comercial	265	748	483	
21 GTL	2.310	6.986	4.676	GTL
22 <i>Mudança no design de uma nova refinaria</i>	116.753	120.908	4.154	Refino
23 <i>Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Integração energética)</i>	0	4.028	4.028	
24 <i>Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Controle de incrustações)</i>	0	895	895	
25 <i>Melhoramento do uso de energia em unidades de refino existentes (Sistemas avançados de controle de processo)</i>	0	1.492	1.492	
26 Interligação Venezuela	1.676	455	-1.221	Hidroeletricidade
27 Exportação de Etanol	0	25.098	25.098	Etanol
Total	199.969	372.914	172.945	

12 Comentários Finais

É relevante o potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa derivadas do sistema energético brasileiro. Para o horizonte de 2030 e tomando-se como Cenário de Referência o Plano Nacional de Energia 2030 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2007), verificou-se o potencial de abatimento de 1,8 GtCO₂, acumulado no período entre 2010 e 2030. Em 2030, o abatimento correspondeu a 158,7 MtCO₂, ou 16,3% das emissões de gases de efeito estufa do sistema energético brasileiro neste ano, conforme o Cenário de Referência. Por ano, o investimento adicional necessário para atingir o Cenário de Baixo Carbono correspondeu, em média, a 8,2 milhões de dólares, o que leva a um valor presente de 73,2 bilhões de dólares em 2007, à taxa de 8% a.a..

Este resultado é ainda mais importante na medida em que este estudo não abrangeu todos os setores de oferta e demanda de energia final da matriz energética brasileira, conquanto tenha incluído os setores de maior relevância.

Ademais, parte importante das opções de mitigação, à taxa de desconto de 8% a.a., tem custos de abatimento negativos, constituindo, assim, medidas sem arrependimento, que poderiam ser implementadas desde que fossem superadas barreiras de mercado à sua implementação. Destacam-se, neste caso, por exemplo, as opções de mitigação de cogeração a partir da biomassa e medidas no setor industrial (como a otimização da combustão e recuperação de vapor) e no setor residencial (como a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes). Este estudo propôs formas de superar estas barreiras.

O setor industrial merece destaque como responsável por 72,7% das emissões evitadas do Cenário Baixo Carbono, no período considerado. Dentro deste setor, a opção de mitigação com maior potencial de abatimento de emissões foi redução ou eliminação de biomassas não-renováveis, representadas pela lenha e carvão vegetal, oriundas de desmatamentos com a substituição por biomassas exclusivamente de plantações.

Também se mostrou particularmente importante a opção de redução de emissões de carbono da matriz energética mundial baseada no aumento da exportação do bioetanol produzido no Brasil. Esta opção necessita superar barreiras importantes para ser implementada, tais como o protecionismo dos principais países com potencial de se tornarem grandes importadores de etanol brasileiro e a deficiência da infraestrutura existente para o transporte externo dos volumes previstos para exportação, mas resulta em consideráveis benefícios tanto para o Brasil quanto para o mundo. Também esta opção, à taxa de 8% a.a., apresentou custos de abatimento quase zero.

Em resumo, o Brasil encontra-se no grupo de países emergentes cuja oferta e demanda de energia deverá crescer nos próximos anos. O Cenário de Referência oficial do governo brasileiro aponta para um crescimento da oferta de energia primária no Brasil em 3,9% a.a.. Ainda que disponha de um sistema energético com maior proporção de fontes de energia renovável relativamente ao resto do mundo, os desafios colocados ao país são importantes. O Cenário de Referência do sistema energético nacional aponta tanto um maior uso de energia final quanto a predominância do petróleo como principal fonte primária de energia do Brasil.

São diversas as alternativas de mitigação de emissões de carbono para o setor energético brasileiro; este estudo realizou exatamente a análise compreensiva e consistente destas alternativas na forma de um Cenário de Baixo Carbono. Este cenário aponta os potenciais de abatimento de emissão de gases de efeito estufa no Brasil, revela que parte deste potencial gera cobenefícios ao sistema energético nacional, sendo sem arrependimento, e também indica a necessidade de aprimorar ainda mais o estudo, incluindo-se-lhe novos setores de oferta e consumo de energia e novas alternativas de mitigação dentro dos setores. O estudo seguramente ajuda a formular alternativas de cenários energéticos futuros ao Brasil, em que o país consolida e amplia o seu papel dentro do desafio internacional de evitar os impactos das Mudanças Climáticas Globais.

Referências Bibliográficas

- ABAL, 2008. Boletim Técnico Abal. Associação Brasileira de Alumínio. <http://www.abal.org.br>
- ABILUX – Associação Brasileira da Indústria de Iluminação. Comunicação pessoal com Isac Rozenblat, Diretor Técnico, em 26 de janeiro de 2009.
- ABIQUIM, 2007. Demanda de matérias-primas petroquímicas e provável origem até 2020, Associação Brasileira da Indústria Química.
- ABIVIDRO, 2008. Disponível em: <http://www.abividro.org.br>
- ABM, 2008. 29º seminário de balanços energéticos globais e utilidades.
- Ali, M.F. *et al.*, 2006. Deep desulphurization of gasoline and diesel fuels using non-hydrogen consuming techniques. *Fuel*, 85(10-11), pp. 1354-1363.
- Alsema, E., 2001. ICARUS-4 Sectorstudy for the Refineries, The Netherlands: Department of Science, Technology and Society. Utrecht University. Available at: <http://copernicus.geog.uu.nl/uce-uu/downloads/Icarus/Refineries.pdf>
- Amarante, O.A.C., Brower, M., Zack, J. e Sá, A.L. (2001). Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Publicação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).
- Amorin, R., 2005. Abastecimento de Água de uma Refinaria de Petróleo: Caso Replan. MSc. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro.
- AMS, 2008. Anuário Estatístico 2007. Associação Mineira de Silvicultura, 19 p. Disponível em www.silviminas.com.br. Acesso em 11/10/08.
- ANL. Effects of fouling mitigation on the energy efficiency of crude oil distillation. Presented at the AIChE National Spring Meeting, New Orleans, 1998
- ANP, 2001. Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Available at: http://www.anp.gov.br/participacao_gov/precos_referencia.asp
- ANP, 2008a. Anuário estatístico. ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Available at: http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.asp
- ANP, 2008b. LEI nº 9478, de 06 de agosto de 1997. ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Available at: <http://www.anp.gov.br/conheca/lei.asp?cap=1#ini>
- ANP, 2008c. Cálculo dos Royalties. ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Available at: http://www.anp.gov.br/participacao_gov/calculo.asp
- API, 2000. Technological Roadmap for the Petroleum Industry. American Petroleum Institute Houston, USA. Available at: http://www1.eere.energy.gov/industry/petroleum_refining/pdfs/petroleumroadmap.pdf
- Aprea, R., Mastrullo, C. & Renno, C., 2004. Fuzzy control of the compressor speed in a refrigeration plant. *International Journal of Refrigeration*, 27, pp. 639-648.
- Bailey, K., 1999. Optimize heat exchanger operations by minimizing fouling. *Hydrocarbon Processing*, 78, pp. 113-116.
- Basini, L., 2005. Issues in H2 and synthesis gas technologies for refinery, GTL and small and distributed industrial needs. *Catalysis Today*, 106(1-4), pp. 34-40.
- Beer, J.D., 1998. Potential for Industrial Energy-Efficiency Improvement in the Long Term. Utrecht University.
- BEN 2006, Balanço Energético Nacional, Ministério de Minas e Energia.
- BNDES, 2009a. FINAME - Máquinas e Equipamentos. BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento. Available at: <http://www.bndes.gov.br/linhas/finame.asp>
- BNDES, 2009b. www.bndes.gov.br/produtos/custos/juros/tjlp.asp. Acesso em 22/01/09.
- Bott, T., 2001. To Foul or not to Foul, That is the Question. *Chemical Engineering Progress*, 11, PP. 30-36.
- BRACELPA, 2008. Associação Brasileira de Celulose e Papel. Arquivos eletrônicos com dados estatísticos sobre o segmento. Disponível em www.bracelpa.org.br. Acessados em setembro de 2008.
- Breed, A. *et al.*, 2005. Natural gas conversion to liquid fuels in a zone reactor. *Catalysis Today*, 106(1-4), PP. 301-304.
- BRITO, J.O., 2008. Desafios e perspectivas da produção e comercialização de carvão vegetal. In: Fórum Nacional sobre Carvão Vegetal, Belo Horizonte.

- CAMARINI, S., 2008. Disponível em: <http://www.omundodausinagem.com.br>. Acesso em 03/01/09.
- Carvalho, J.F., Sauer, I.L. (2009). Does Brazil need new nuclear power plants? *Energy Policy*, doi: 10.1016/j.enpol.2008.12.020.
- CCAP, 2007. Greenhouse gas mitigation in developing countries: scenarios and opportunities in Brazil, China and India. Center for Clean Air Policy.
- COMBUSTION HANDBOOK, 1978. North American Combustion Handbook. North American Manufacture Co.
- CompactGTL, 2008, Disponível em: <http://www.compactgtl.com/index.php>
- CONCAWE, 2004, Well to wheels analysis of future automotive fuels and Powertrains in the European context, January, 2004, 60 p.
- CONPET, 2008. Programa nacional da racionalização do uso dos derivados do petróleo e gás natural. MME - Ministério de Minas e Energia. Available at: http://www.conpet.gov.br/home_conpet.php?segmento=conpet
- CTEC, 2003. L'analyse Pinch: pour l'utilisation efficace de l'énergie, de l'eau et de l'hydrogène, Canada: Centre de la technologie de l'énergie de Canmet. Available at: <http://canmetenergy.nrcan.gc.ca/fichier.php/codectec/Fr/2003-140/2003-140f.pdf>
- DE BEER, J., WORREL, E., BLOK, K., 1997. Long-term energy-efficiency improvements in the paper and board industry. *Energy*, vol. 23, N^o 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 Klerk, A., 2008. Hydroprocessing peculiarities of Fischer-Tropsch syncrude. *Catalysis Today*, 130(2-4), pp. 439-445.
- Dutra, R. e Szklo, A. (2008). Assessing long-term incentive programs for the implementation wind power in Brazil using GIS rule-based methods. *Renewable Energy* 33, pp. 2507-2515.
- Dutra, R.M. e Szklo, A.S. (2008). Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy* 33, pp. 65-76.
- EBAMM Release 1.0, 2005, The ERG biofuels analysis meta-model.
- EC, 2008, European Commission Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources, 2008/0016 (COD).
- 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.
- EIPPCB, 2001. Reference document for BAT for mineral refineries. Integrated pollution and control, Belgium: European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau. Available at: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu>
- ELETRORÁS. 2007 Resultados do Procel. Rio de Janeiro: Eletrobrás/Procel, 2008.
- Energetics, 2007. Energy and Environmental Profile of the U.S. Petroleum Refining Industry, U.S. Department of Energy. Industrial Technologies Program. Available at: http://www1.eere.energy.gov/industry/petroleum_refining/pdfs/profile.pdf
- Energy Manager Training, 2004. Guwahati Refinery, Guwahati, Assam: Indian Oil Corporation Limited. Available at: <http://www.energymanagertraining.com/eca2004/award2004/Refineries/Indian%20Oil%20Corporation%20Guwahathi%20Refinery.pdf>
- EPE, 2007. Plano nacional de energia 2030. Empresa de Pesquisa em Energia, Rio de Janeiro, 424 p.
- EPE/MME, 2007. Balanço energético nacional 2007. Empresa de Pesquisa em Energia / Ministério de Minas e Energia - MME, Rio de Janeiro, 192 p.
- EURELECTRIC. Electricity for More Efficiency: Electric Technologies and their Energy Savings Potential. Bruxelas: EURELECTRIC, 2004.
- FERREIRA, O. C., 2000. Emissões de gases de efeito estufa na produção e consumo de carvão vegetal. *Economia e Energia*, n. 20, maio-junho/2000.
- FINEP, 2008. Disponível em: <http://www.finep.gov.br>. Acesso em 20/01/09.
- Finep, 2008. Fundo Setorial de Petróleo e Gás. Available at: http://www.finep.gov.br/fundos_setoriais/ct_petro/ct_petro_ini.asp
- FRISCHTAK, C. R., 2009. "A Matriz de Energia Elétrica Brasileira e a Economia de Baixo Carbono". In: J. P. dos Reis Velloso (org.), *Na Crise Global as Oportunidades do Brasil e a Cultura da Esperança*. José Olympio, Rio de Janeiro.

- GARCIA, A. P. Impacto da Lei de Eficiência Energética para Motores Elétricos no Potencial de Conservação de Energia na Indústria. Rio de Janeiro: Coppe, UFRJ, 2003. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.
- Gary, J. H., Handwerk, G. E. & Kaiser, M. J., 2007. Petroleum Refining: Technology and Economics, Fifth Edition 5 ed., CRC.
- GAZETA MERCANTIL. Lâmpada incandescente começa a recuperar espaço no mercado. 22/04/2004. Disponível em: <http://infoener.iee.usp.br/infoener/hemeroteca/imagens/78610.htm>. Acesso em: 27/01/2009.
- 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, pp.1437-1450.
- Granovskii, M., Dincer, I. and Rosen, M. A. (2007). Greenhouse gas emissions reduction by use of wind and solar energies for hydrogen and electricity production: Economic factors. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 32. Issue 8, pp. 927-931.
- Hallale, N., 2001. Burning bright: trends in process integration. Chemical Engineering Progress, 97(7), pp. 30-41.
- Hallwood, P., 2007. A note on US royalty relief, rent sharing and offshore oil production. Energy Policy, 35(10), pp. 5077-5079.
- Holt Campbell Payton, 2005. Pre-feasibility Study for a 10,000 bbl/day FT GTL Plant in Central Australia. Technical note, Prepared for Central Petroleum Limited.
- 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.
- Hydrocarbon Processing, 2001. Advanced Control and Information Systems. Hydrocarbon Processing , 9, pp. 73-159.
- IAEA, 2006. Brazil: a country profile on sustainable energy development. International Atomic Energy Agency, Vienna, 253 p.
- IEA, 2007a. International Energy Agency, World Energy Outlook. France.
- IEA, 2007b. Tracking industrial energy efficiency and CO₂ emissions. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 321 p.
- IEA, 2008. Energy technology perspectives 2008. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 646 p.
- IEA, 2009, International Energy Agency, <http://www.iea.org>
- IISI, 2008. International Iron and Steel Institute. <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, Rio de Janeiro.
- IPCC, 2001, Climate Change 2001: The scientific basis. Contribution of the Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Jacobs, 2002. Water Pollution Prevention Opportunities in Petroleum Refineries Prepared For The Washington State Department of Ecology, Jacobs Consultancy INC.
- 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, 116 p.
- Jannuzzi, G.M. (2003). Uma avaliação das atividades recentes de P&D em energia renovável no Brasil e reflexões para o futuro. International Energy Initiative. Energy Discussion Paper N. 2.64-01/03.
- Katzer, J., Ramage, M. & Sapre, A., 2000. Petroleum Refining: Poised for Profound Changes. Chemical Engineering Progress, 7, pp. 41-51.
- Knottenbelt, C., 2002. Moss gas “gas-to-liquid” diesel fuels—an environmentally friendly option. Catalysis Today, 71(3-4), pp. 437-445.
- LA ROVERE, E.L. (coord.), 2006. Brazil: greenhouse gas mitigation in Brazil: scenarios and opportunities through 2025. Center for Clean Air Policy/ CentroClima, 327 p.
- Leal, M.R.L.V, Uso do bagaço e palha para produção de etanol e energia, F. O. Licht Ethanol Production Workshop, São Paulo-SP, 23 de março de 2009.
- Leckel, D. & Liwanga-Ehumbu, M., 2006. Diesel-Selective Hydrocracking of an Iron-Based Fischer-Tropsch Wax Fraction (C15-C45) Using a MoO₃- Modified Noble Metal Catalyst. Energy & Fuels, 20 (6), pp. 2330-2336.

- Leckel, D., 2007. Low-Pressure Hydrocracking of Coal-Derived Fischer-Tropsch Waxes to Diesel. *Energy & Fuels*, 21 (3), pp. 1425-1431.
- Lewis, J.I. e Wiser, R.H. (2007). Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms. *Energy Policy* 35, pp. 1844-1857.
- Linnhoff, B. *et al.*, 1992. A User Guide on Process Integration for the Efficient Use of Energy, Rugby, UK: Institution of Chemical Engineers.
- Linnhoff, B., 1994. Pinch Analysis to Knock Down Capital Costs and Emissions. *Chemical Engineering Progress*, 90, pp. 33-57.
- Lü, H. *et al.*, 2006. Ultra-deep desulfurization of diesel by selective oxidation with [C18H37N(CH3)3]4[H2NaPW10O36] catalyst assembled in emulsion droplets. *Journal of Catalysis*, 239 (2), pp. 369-375.
- LUCENA, A. F. P.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; SOUZA, R. R.; BORBA, B. S. M. C.; COSTA, I. V. L.; PEREIRA JR, A. O.; CUNHA, S. H. F., 2009a. The Vulnerability of Renewable Energy to Climate Change in Brazil. *Energy Policy*, v. 37, pp. 879-889.
- Macedo, I.C., Leal, M.R.L.V. and da Silva, J.E.A.R., 2004, Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil, Relatório submetido à Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, Abril de 2004, 37 p.
- Macedo, I.C., Seabra, J.E.A. and da Silva, J.E.A.R., 2008, Green house gas emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and the prediction for 2020, *Biomass & Bioenergy*, 2008.
- Marano, J.J. & Ciferno, J.P., 2001. Life-Cycle Greenhouse-Gas Emissions Inventory For Fischer-Tropsch Fuels, Prepared by Energy and Environmental Solutions, U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory. Available at: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/GHGfinalADOBE.pdf>
- 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, 191 p.
- Melo, C. A. (2009). Metodologia de Avaliação de Impactos de Padrões de Eficiência Energética. Tese de doutorado em andamento. Faculdade de Engenharia Mecânica - Universidade Estadual de Campinas - Brasil.
- Meyers, R. A., 2003. Handbook of Petroleum Refining Process Third Edition., Mac- Graw Hill.
- MME, 2005. Balanço de energia útil BEU 2005. Ministério de Minas e Energia, FDTE, Brasília, 71 p.
- MME, 2007a. Anuário estatístico - setor metalúrgico 2007, Brasília, 128 p.
- MME, 2007b. Anuário estatístico 2007 - setor de transformação de não-metálicos, Brasília, 72 p.
- MME, 2008a. Balanço energético nacional - 2007. http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do
- MME, 2008b. Resenha energética brasileira - Exercício 2007, www.mme.gov.br/publicacoes
- MME, 2008c. Sinopse 2008 - mineração & transformação mineral (metálicos e não-metálicos). www.mme.gov.br/publicacoes/annuals/sinopse.
- MME/EPE, 2007. Plano nacional de energia 2030 - vol. Biomassa. Empresa de Pesquisa de Energia, Rio de Janeiro.
- Moreira, A.M. *et al.*, 2008. Estudo da integração energética de uma unidade de destilação atmosférica e a vácuo. *Petro&Química*, (306).
- Nakicenovic, N., Grübler, A. and McDonald, A., 1998, Global energy perspectives, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1998.
- Negrão, C. O. R., Madi, Márcio, Massoqueti, R. 2004. Simulação do Desempenho de Redes de Trocadores de Calor Sujeitas à Incrustação. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2004, Rio de Janeiro.
- NIPE, 2005, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da UNICAMP, Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando a substituição parcial de gasolina no mundo – Fase 1, Relatório para o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), Coordenado pelo dr. Rogério Cezar de Cerqueira Leite, Dezembro de 2005.
- NIPE, 2007, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da UNICAMP, Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando a substituição parcial de gasolina no mundo – Fase 2, Relatório para o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), Coordenado pelo dr. Rogério Cezar de Cerqueira Leite, Março de 2007.

- NREL, 2002, Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acis Prehydrolysis and Ezymatic Hydrolysis for Corn Stover, Report NREL/TP-510-32438, prepared by Adem, A., Ruth, M., Ibsen, K., Jechura, J., Neeves, Sheeran, J. and Wallace from NREL and Montague, L. Slayton, A. and Lukas, J. from Harris Group.
- 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, pp. 113-118.
- Olim, J. *et al.*, 2002. Conservação de energia em refinarias de petróleo. In Rio de Janeiro.
- Olivério, J.L., 2009, DSM – Dedini Sustainable Mill, Biopower Generation Américas Conference, São Paulo-SP, 23 de abril de 2009.
- Pacala, S. and R. Socolow, 2004. Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies. Science (AAAS) 305 (5686): pp. 968-972.
- Pacheco, C., 2007. Avaliação de Critérios de Distribuição e de Utilização de Recursos das Participações Governamentais no Brasil. Dissertação de M.Sc. Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Panchal, C. & Huangfu, E., 2000. of Mitigating Fouling on the Energy Efficiency of Crude-Oil Distillation. Heat Transfer Engineering, 3, 21.
- Petrack, M. & Pellegrino, J., 1999. The potential for reducing energy utilization in the refining industry, Available at: <http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/750806-VE09Ej/native>
- Petro&Química, 2008. A expansão do Parque Nacional. Revista Petro&Química, (306). Available at: http://www.editoravalete.com.br/site_petroquimica/edicoes/ed_306/306.html
- Petrobras, 2007. Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás. Available at: <http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/pdf/gas.pdf>
- PNMC, 2008. Plano Nacional de Mudanças do Clima. Governo Federal. Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima. Disponível no site: http://www.mma.gov.br/estruturas/169/_arquivos/169_29092008073244.pdf
- PROCEL, 2007. Avaliação do mercado de eficiência energética do Brasil. Relatório Básico, 206 p.
- PROCEL. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano Base 2005: classe residencial. Avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil. Rio de Janeiro: PROCEL/ELETOBRÁS, 2007.
- PROCEL. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano Base 2005: classe industrial alta tensão. Avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil. Rio de Janeiro: PROCEL/ELETOBRÁS, 2008.
- Proposta para a expansão da geração eólica no Brasil. (2009). Nota Técnica PRE 01/2009-r0. Ministério de Minas e Energia.
- REA, 2008. Eficiência Energética. O que faz o Brasil? Revista Energia Alternativa, 2, (12 - 15).
- Ruiz, B.J., Rodríguez, V. e Bermann, C. (2007). Analysis and perspectives of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. Energy Policy 35, pp. 2989-2994.
- SBS, 2008. Fatos e números do Brasil florestal. Sociedade Brasileira de Silvicultura.
- Schor, A., 2006. Water supply risks and alternatives in an oil refinery. Case Study: Refinaria Duque de Caxias – REDUC /RJ. MSc. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Available at: http://wwwwp.coc.ufrj.br/teses/mestrado/inter/2006/Teses/SCHOR_AR_06_t_M_rhs.pdf
- Sousa-Aguiar, E.F., Appel, L.G. & Mota, C., 2005. Natural gas chemical transformations: The path to refining in the future. Catalysis Today, 101(1), 3-7.
- Stelmachowski, M. & Nowicki, L., 2003. Fuel from the synthesis gas—the role of process engineering. Applied Energy, 74(1-2), pp. 85-93.
- Szklo, A. & Schaeffer, R., 2007. Fuel specification, energy consumption and CO₂ emission in oil refineries. Energy, 32(7), pp. 1075-1092.
- Szklo, A. & Uller, V., 2008. Fundamentos do Refino de Petróleo Tecnologia e Economia 2 ed., Rio de Janeiro: Interciência.
- Szklo, A.S., 2005. Fundamentos do Refino de Petróleo, Rio de Janeiro: Editora Interciência.
- Szklo, A.S., Carneiro, J.T.G. & Machado, G., 2008. Break-even price for upstream activities in Brazil: Evaluation of the opportunity cost of oil production delay in a non-mature sedimentary production region. Energy, 33(4), pp. 589-600.
- 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. 1415-1428.

- Tavares, W., 2005. O descompasso entre a aplicação e a arrecadação de recursos do Fundo Setorial de Petróleo 9 ed., Campos dos Goytacazes, RJ: Universidade Cândido Mendes. Available at: <http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>
- Thakkar, V.P. *et al.*, 2005. A Novel Approach for Greater Added Value and Improved Returns, Des Plaines, Illinois, USA: UOP. Available at: <http://www.uop.com/objects/AM-05-53-LCO.pdf>
- Thomas, C. *et al.*, 1996. Economics of Alaska North Slope Gas Utilization Options, Idaho National Engineering Laboratory.
- Timmons, C., Jackson, J. & White, D., 2000. Distinguishing Online Optimization Benefits from Those of Advanced Controls. *Hydrocarbon Processing*, 6, pp. 69-77.
- Tonkovich, A.Y. *et al.*, 2004. Microchannel process technology for compact methane steam reforming. *Chemical Engineering Science*, 59 (22-23), pp. 4819-4824.
- 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.
- USDOE, 2005, US Department of Energy, Clean Cities Initiative Fact Sheet, April 2005, 2 p.
- van den Wall Bake, J.D., 2006, Cane as key in Brazilian ethanol industry, Master Thesis, Utrecht University, 2006.
- Vosloo, A.C., 2001. Fischer-Tropsch: a futuristic view. *Fuel Processing Technology*, 71 (1-3), pp. 149-155.
- Walter, A.S., Dolzan, P., Quilodrán, O., Garcia, J., da Silva, C., Piacente, F. and Segerstedt, A., 2008, A sustainability analysis of the Brazilian ethanol, Report to the UK Embassy in Brasilia.
- Walter, A.S., Rosillo-Calle, F., Dolzan, P., Piacente, E. and da Cunha, K.B., 2008, Perspectives on ethanol consumption and trade, *Biomass & Bioenergy*, 2008.
- Worley International, 2000. Natural Gas Development Based on Non-Pipeline Options – Offshore Newfoundland, Worley International Inc. and Worley Engineers. Final Report (dezembro), Houston, Texas.
- WORREL, E., PHYLIPSEN, D., EINSTEIN, D., MARTIN, N., 2000. Energy use and energy intensity of the U.S. chemical industry. US EPA/US DOE/UCLA, Berkeley. Disponível em: <http://ies.lbl.gov/iespubs/44314.pdf>
- WORREL, E., PRICE, L., NEELIS, M., GALITSKY, C., NAN, Z., 2008. World bestpractice energy intensity values for selected industrial sectors. Ernest Orlando Lawrence - Berkeley National Laboratory, LBNL-62806 - rev. 2, 45 p.
- 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. Available at: <http://www.library.lbl.gov/docs/LBNL/561/83/PDF/LBNL-56183.pdf>



BANCO MUNDIAL