

# PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de  
Minas e Energia



As mudanças implementadas no setor energético, ao longo da última década, trouxeram importantes alterações institucionais, orientadas por uma perspectiva de autorregulação pelo mercado, que acabou por se mostrar frágil e ineficiente, especialmente no caso do setor elétrico, do que é evidência a restrição ao consumo impostas em 2001 e 2002. Some-se a este quadro, a questão do abastecimento do gás natural e a elevação continuada dos preços do petróleo e o acirramento das questões ambientais e tem-se as condições de contorno que justificam a preocupação do governo em reestruturar e resgatar os estudos sistematizados de planejamento, ensejando a institucionalização da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, criada nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.

Os estudos de longo prazo constituem elemento fundamental do processo de planejamento assim reconstruído. Neles, destacam-se os estudos do Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030, desenvolvidos pela EPE para o MME. O PNE 2030 é o primeiro estudo de longo prazo orientado para o exame integrado do uso dos recursos energéticos realizado no âmbito do governo brasileiro.

Desenvolvidos ao longo de 2006 e concluídos em abril de 2007, os estudos do PNE 2030 compreenderam a elaboração de quase uma centena de notas técnicas, além de discussões públicas em seminários temáticos promovidos pelo MME. Em sua elaboração, a EPE consultou diversos especialistas e vários técnicos de empresas universidades e outros agentes da sociedade, assim como foram aplicados vários modelos matemáticos.

Do lado da demanda, os estudos abrangeram a formulação de cenários de longo prazo para a evolução da economia

**PLANO  
NACIONAL DE  
ENERGIA  
2030**



**Governo Federal**

**Ministério de Minas e Energia – MME**

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva

Nelson José Hubner Moreira (interino)  
a partir de 23/05/2007

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento  
Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento  
Energético

Iran de Oliveira Pinto

Esplanada dos Ministérios – Bloco B – 1º andar

70051-903 – Brasília – DF

Tel.: (55-61) 3319-5299 / 3319-5226

Fax: (55-61) 3319-5067 / 3319-5185

[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)



**Empresa de Pesquisa Energética – EPE**

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretoria de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Sede:

SAN – Quadra 1 – Bloco B – 1º andar

70051-903 – Brasília – DF

Escritório Central:

Av. Rio Branco, nº 1 – 11º andar

20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Tel.: (55-21) 3512-3100 / 3512-3146

Fax: (55-21) 3512-3199

[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

O presente estudo foi desenvolvido entre os meses de dezembro de 2005 e abril de 2007.

Copyright © 2007, EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Autorizada a reprodução do conteúdo deste relatório, desde que, obrigatoriamente, citada a fonte.

Reproduções para fins comerciais são rigorosamente proibidas.

---

Brasil. Empresa de Pesquisa Energética

Plano Nacional de Energia 2030.

Rio de Janeiro: EPE, 2007

408p. : 199 il ; 23 cm.

Inclui bibliografia.

ISBN: 978-85-60025-02-2

Projeto gráfico: DTECH Design Computação Gráfica Ltda.

1. Energia no Brasil – Planejamento
2. Energia no Brasil – Aspectos técnicos
3. Energia no Brasil – Aspectos econômicos
4. Recursos energéticos – Brasil
5. Título: Plano Nacional de Energia 2030

# PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030



Ministério de  
Minas e Energia



Rio de Janeiro, 2007

# ÍNDICE GERAL

Índice Geral	IV
Lista de Figuras	VIII
Lista de Tabelas	XI
Participantes e Colaboradores	XIV
Apresentação	XIX
Planejamento Energético no Brasil	
O Ciclo de Planejamento Energético Integrado	
Os Estudos do PNE 2030	
Estrutura do Relatório	
<b>1 O Contexto</b>	<b>29</b>
Aspectos Metodológicos	30
Cenários Macroeconômicos	33
Cenários mundiais	
Cenários nacionais	
Estrutura setorial do PIB	
População	45
Contexto Energético	47
Preços do petróleo	
Preços do gás natural	
Meio ambiente	
Desenvolvimento tecnológico	
<b>2 Projeções da Demanda de Energia Final</b>	<b>55</b>
Introdução	56
Projeções do Consumo Final	
Aspectos metodológicos	
Projeções	
Elasticidade	
Intensidade energética	
Consumo Final por Fonte	64

Consumo Final por Setor	67
Eficiência Energética	70
<b>3</b> <b>Petróleo e derivados</b>	75
Introdução	76
Recursos e Reservas Nacionais	80
Produção Doméstica e Consumo de Petróleo	83
Consumo de Derivados	85
Óleo Diesel	86
Projeção da demanda	
H-Bio	
Biodiesel	
Refino	91
Situação atual e perspectivas no curto prazo	
Expansão da capacidade a longo prazo	
Evolução da Estrutura	
Meio Ambiente	99
<b>4</b> <b>Gás Natural</b>	103
Introdução	104
Recursos e Reservas Nacionais	105
Importação e Mercado Internacional	107
Infra-estrutura de Transporte e Distribuição de Gás Natural	110
Produção	113
Projeção do Consumo Total	115
Expansão da Capacidade de Oferta de Gás Natural	118
Meio Ambiente	120

<b>5 Cana-de-açúcar</b>	123
Introdução	124
Expansão da Produção de Cana-de-açúcar	128
Oferta de Biomassa para Fins Energéticos	130
Situação atual	
Recuperação da palha	
Hidrólise	
Projeções	
Produção e Consumo de Etanol	135
Impactos e Benefícios Socioambientais	138
Impactos da plantação de cana	
Impactos da produção de açúcar e álcool	
Benefícios	
<b>6 Eletricidade</b>	143
Recursos Energéticos	145
Potencial hidrelétrico	
Urânio	
Carvão mineral	
Gás natural	
Biomassa da cana-de-açúcar	
Fontes alternativas renováveis	
Energia eólica	
Resíduos urbanos	
Energia solar	
Outras fontes	
Projeções da Demanda	179
Consumo total	
Conservação: progresso autônomo	
Elasticidade e intensidade elétrica	
Consumo por setor	
Demanda de energia por subsistema	
Alternativas para Atendimento da Demanda	188
Programas de eficiência energética: progresso induzido	
Autoprodução, cogeração e geração distribuída	
Centrais de produção para a rede	
Condicionantes para a Expansão da Rede	195
Sistemas isolados	
Meio Ambiente	
Interligações	
Fatores de capacidade	
Investimento na geração	
Hidrelétricas	
Outras fontes renováveis ou não-convencionais	
Nuclear	

Carvão mineral	
Gás natural	
Custo do combustível na geração térmica	
Custo médio da geração	
Investimento na transmissão	
<b>Expansão da Oferta na Rede</b>	<b>220</b>
Aspectos metodológicos	
Formulação das alternativas	
Expansão da oferta por fonte e por região	
Expansão das interligações	
<b>Análises de sensibilidade</b>	<b>231</b>
Programa de conservação	
Cenário alternativo de demanda	
<b>7 Resultados Consolidados</b>	<b>237</b>
<b>Evolução da Oferta Interna de Energia</b>	<b>238</b>
Demanda agregada	
Diversificação	
Participação das fontes renováveis	
Energia e desenvolvimento	
Eficiência energética global	
Dependência externa	
<b>Resumo por Fonte</b>	<b>244</b>
Petróleo e derivados	
Gás natural	
Cana-de-açúcar	
Eletricidade	
<b>Emissões de Gases de Efeito Estufa</b>	<b>253</b>
<b>Investimentos</b>	<b>256</b>
Petróleo e derivados	
Gás natural	
Cana-de-açúcar	
Eletricidade	
Resumo	
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>268</b>
Bibliografia	
Sites consultados	
Notas técnicas elaboradas	
<b>Apêndice: Matriz Energética 2030</b>	<b>309</b>

# LISTA DE FIGURAS

## 1 O Contexto

Figura 1.1	Metodologia dos Estudos do PNE 2030: Uma Visão Geral	30
Figura 1.2	PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados	33
Figura 1.3	Cenários Mundiais: Incertezas Críticas	34
Figura 1.4	Cenários Mundiais: Taxa Média de Crescimento do PIB (2005-2030)	37
Figura 1.5	Cenários Nacionais: Idéias-Força	38
Figura 1.6	Cenários Nacionais: Taxa Média de Crescimento do PIB (2005-2030)	41
Figura 1.7	Representação Estilizada da Evolução Padrão da Estrutura Setorial	43
Figura 1.8	Cenários de Evolução da Estrutura Produtiva Nacional	44
Figura 1.9	Cenários Nacionais do Crescimento Setorial (2005-2030)	44
Figura 1.10	Brasil – Crescimento Demográfico (1950-2030)	45
Figura 1.11	Crescimento da Renda per Capita	47
Figura 1.12	Estrutura da Oferta Interna de Energia no Brasil (2005)	48
Figura 1.13	Evolução dos Preços Internacionais do Petróleo – tipo Brent (1970-2030)	49
Figura 1.14	Preços Internacionais do Gás Natural (1990-2030)	51
Figura 1.15	Áreas sob Proteção Legal na Amazônia	52

## 2 Projeções do Consumo Final de Energia

Figura 2.1	Metodologia de Previsão do Consumo Final de Energia	58
Figura 2.2	PIB e Energia. Taxas Médias de Crescimento (1970-2030)	62
Figura 2.3	Elasticidade-renda do Consumo de Energia no Cenário B1 (1995-2030)	62
Figura 2.4	Evolução da Intensidade Energética (1970-2030)	63
Figura 2.5	Evolução da Participação das Fontes no Consumo Final de Energia (Cenário B1)	67 70
Figura 2.6	Evolução do Consumo Energético Setorial (Cenário B1)	73
Figura 2.7	Energia Final Conservada por Cenário	

## 3 Petróleo

Figura 3.1	Principais Fluxos de Movimentação de Petróleo no Mundo	77
Figura 3.2	Evolução da Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos no Brasil (1970-2004)	78
Figura 3.3	Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos por Setor	79
Figura 3.4	Reservas Provadas de Petróleo do Brasil (1995-2004)	80
Figura 3.5	Áreas de Concessão de Exploração da Petrobras no Brasil	81
Figura 3.6	Cenário para a Produção Doméstica de Petróleo (1970-2030)	84
Figura 3.7	Produção e Consumo de Petróleo (1970-2030)	84
Figura 3.8	Evolução do Consumo de Óleo Diesel no Brasil (1970-2005)	87

Figura 3.9	Representação Esquemática do Processo H-Bio	89
Figura 3.10	Estrutura da Produção de Derivados do Refino Nacional (2005)	92
Figura 3.11	Perfil da Nova Refinaria Indicada até 2015	93
Figura 3.12	Expansão da Capacidade de Refino no Brasil (2000-2030)	94
Figura 3.13	Perfil da "Refinaria Diesel"	95
Figura 3.14	Perfil da "Diesel Gasolina"	95
Figura 3.15	Evolução do Perfil de Produção de Derivados do Refino Nacional (2005-2030)	96
Figura 3.16	Produção e Consumo de Óleo Diesel (1970-2030)	97
Figura 3.17	Produção e Consumo de Gasolina (1970-2030)	98
Figura 3.18	Produção e Consumo de GLP (1970-2030)	98
Figura 3.19	Produção e Consumo de Óleo Combustível (1970-2030)	99

#### **4 Gás Natural**

Figura 4.1	Evolução das Reservas de Gás Natural no Brasil (1965-2005)	105
Figura 4.2	Evolução dos Preços do Gás Natural no Japão e nos EUA (1996-2005)	110
Figura 4.3	Possibilidades de Suprimento de Gás Natural ao Brasil	112
Figura 4.4	Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural (2005-2030)	115
Figura 4.5	Evolução Histórica do Consumo Total de Gás Natural (1980-2005)	116
Figura 4.6	Evolução do Consumo Total de Gás Natural (1970-2030)	117
Figura 4.7	Estrutura do Consumo Total de Gás Natural (2005 e 2030)	118
Figura 4.8	Evolução do Balanço de Gás Natural no Brasil até 2030	119
Figura 4.9	Expansão da Capacidade de Processamento de Gás Natural (2005-2030)	120

#### **5 Cana-de-açúcar**

Figura 5.1	Processos de Conversão Energética da Biomassa	124
Figura 5.2	Faixa Tropical e Sub-tropical do Planeta	125
Figura 5.3	Cadeia Produtiva da Cana-de-açúcar	128
Figura 5.4	Potencial de Produção de Eletricidade a partir da Biomassa da Cana	131
Figura 5.5	Índice de Recuperação da Palha da Cana-de-açúcar	132
Figura 5.6	Destinação da Biomassa da Cana para Produção de Etanol	134
Figura 5.7	Projeção da Produção e do Consumo de Etanol (1990-2030)	137
Figura 5.8	Hipóteses para Evolução Tecnológica de Veículos Leves no Brasil	137
Figura 5.9	Empregos Gerados por Fonte de Energia	141

**6 Eletricidade**

Figura 6.1	Trajatória de Aproveitamento dos Recursos Hidrelétricos Nacionais	151
Figura 6.2	Oferta Mundial de Eletricidade (1973 e 2003)	152
Figura 6.3	Preço Internacional do Concentrado de Urânio (1969-2005)	153
Figura 6.4	Evolução das Reservas Brasileiras de Urânio	155
Figura 6.5	Preços Internacionais do Carvão (1990-2005)	160
Figura 6.6	Evolução das Reservas de Carvão Mineral Nacional (1974-2004)	162
Figura 6.7	Cenário de evolução da estrutura do processamento de cana, segundo as tecnologias de geração de eletricidade	175
Figura 6.8	Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil (1970-2030)	180
Figura 6.9	Eficiência Energética em 2030 – Progresso Autônomo	181
Figura 6.10	Consumo de Eletricidade e PIB	183
Figura 6.11	Intensidade Elétrica do PIB	184
Figura 6.12	Consumo Médio Residencial (1980-2030)	186
Figura 6.13	Alternativas para Atendimento à Demanda de Eletricidade	189
Figura 6.14	Potenciais de Conservação de Energia	191
Figura 6.15	Projeção do Consumo Final de Eletricidade (com conservação)	192
Figura 6.16	Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil (Centrais para a rede)	195
Figura 6.17	Interligação dos Sistemas Isolados	198
Figura 6.18	Rede de Transmissão do SIN sobre o Mapa da Europa	204
Figura 6.19	Sistema Interligado Nacional (2015)	206
Figura 6.20	Sistema Interligado Nacional. Possibilidades de Expansão 2030	207
Figura 6.21	Fator de Capacidade de Usinas Térmicas	209
Figura 6.22	Variação do Fator de Capacidade de Usinas Térmicas	209
Figura 6.23	Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico a Aproveitar	211
Figura 6.24	Custo Médio Comparado da Geração de Eletricidade	218
Figura 6.25	Sistema Interligado Nacional. Expansão das Interligações (2015-2030)	230

**7 Resultados Consolidados**

Figura 7.1	Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia (1970-2000-2030)	240
Figura 7.2	Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira (2005-2030)	241
Figura 7.3	População e Demanda de Energia per capita (1970-2030)	242
Figura 7.4	Evolução da Intensidade Energética (1970-2030)	243
Figura 7.5	Brasil. Evolução da Dependência Externa de Energia (1970-2030)	244
Figura 7.6	Estrutura do Consumo de Derivados de Petróleo (2005 e 2030)	246
Figura 7.7	Estrutura do Consumo de Gás Natural (2005 e 2030)	247
Figura 7.8	Estrutura da Oferta de Eletricidade (2005 e 2030)	251
Figura 7.9	Estrutura do Consumo de Eletricidade (2005 e 2030)	252
Figura 7.10	Evolução das Emissões de CO <sub>2</sub> por Fonte	254
Figura 7.11	Evolução das Emissões de CO <sub>2</sub> por Setor	254
Figura 7.12	Evolução das Emissões Específicas de CO <sub>2</sub>	255
Figura 7.13	CAPEX de E&P/Média da Produção de Óleo (2005-2008)	257
Figura 7.14	Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético (2005-2030)	267

# LISTA DE TABELAS

## 1 O Contexto

Tabela 1.1	Caracterização dos Cenários Mundiais	35
Tabela 1.2	Caracterização dos Cenários Nacionais	39
Tabela 1.3	Consistência Macroeconômica dos Cenários Nacionais	42
Tabela 1.4	Distribuição Regional da População Brasileira	46
Tabela 1.5	Taxa de Urbanização da População Brasileira	46

## 2 Projeções do Consumo Final de Energia

Tabela 2.1	Evolução do Consumo Final de Energia no Brasil	56
Tabela 2.2	Projeção do Consumo Final de Energia no Brasil (total)	60
Tabela 2.3	Projeções do Consumo Final de Energia (por energético)	66
Tabela 2.4	Projeções do Consumo Final de Energia (por setor)	68
Tabela 2.5	Variáveis de Projeção da Demanda de Energia	71
Tabela 2.6	Eficiência Energética por Setor – Progresso Autônomo	74

## 3 Petróleo

Tabela 3.1	Estimativa de Recursos Totais Não-descobertos de Petróleo	82
Tabela 3.2	Projeção do Consumo Total de Derivados do Petróleo	86
Tabela 3.3	Projeção do Consumo Final de Óleo Diesel no Brasil	88
Tabela 3.4	Produção de Diesel com Óleos Vegetais (H-Bio)	90
Tabela 3.5	Produção Nacional de Biodiesel	91
Tabela 3.6	Balço dos Principais Produtos da Refinaria	97

## 4 Gás natural

Tabela 4.1	Consumo de Gás Natural no Mundo	104
Tabela 4.2	Estimativa de Recursos Totais Não-descobertos de Gás Natural	107
Tabela 4.3	Projeção das Reservas e da Produção Nacionais de Gás Natural	115
Tabela 4.4	Projeção do Balço de Gás Natural	117
Tabela 4.5	Projeção da Oferta e da Demanda de Gás Natural	119

## 5 Cana-de-açúcar

Tabela 5.1	Ocupação do Solo no Brasil	126
Tabela 5.2	Oferta Mássica de Biomassa no Brasil em 2005	127

## LISTA DE TABELAS

Tabela 5.3	Expansão da Produção Brasileira de Cana e Derivados	129
Tabela 5.4	Oferta de Biomassa da Cana	135
Tabela 5.5	Desempenho de Veículos Leves (2030)	136

## 6 Eletricidade

Tabela 6.1	Potencial Hidrelétrico Brasileiro	149
Tabela 6.2	Potencial de Geração dos Recursos Hídricos	151
Tabela 6.3	Cenários de Disponibilidade do Urânio Nacional	157
Tabela 6.4	Potencial de Geração Nuclear	158
Tabela 6.5	Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Nacional	165
Tabela 6.6	Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Importado	166
Tabela 6.7	Geração Termelétrica a Gás Natural no SIN (2010)	169
Tabela 6.8	Necessidade de Geração Térmica Indicada no SIN (2011)	169
Tabela 6.9	Demanda de Gás Natural para Geração Termelétrica (2011)	170
Tabela 6.10	Potencial de Geração Térmica a Gás em 2030	172
Tabela 6.11	Geração Específica de Energia Elétrica a partir da Biomassa	173
Tabela 6.12	Potencial de Geração das Instalações de Processamento de Cana-de-Açúcar	176
Tabela 6.13	Potencial de Geração de Eletricidade com Resíduos Urbanos	178
Tabela 6.14	Projeção do Consumo de Eletricidade por Setor	185
Tabela 6.15	Projeção do Consumo de Eletricidade por Substema	187
Tabela 6.16	Projeção da Carga de Energia	188
Tabela 6.17	Potenciais de Eficiência Energética até 2030	191
Tabela 6.18	Classificação Socioambiental do Potencial Hidrelétrico	202
Tabela 6.19	Estratificação do Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico	211
Tabela 6.20	Custos de Investimento em Usinas Nucleares	214
Tabela 6.21	Custo do Combustível na Geração Térmica	216
Tabela 6.22	Custo Médio da Geração de Eletricidade	218
Tabela 6.23	Custo de Investimento nas Interligações	220
Tabela 6.24	Evolução da Capacidade Instalada no Período 2005-2015	222
Tabela 6.25	Alternativas para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica (2015-2030)	225
Tabela 6.26	Expansão da Oferta de Energia Elétrica a Longo Prazo, por Fonte de Geração	227
Tabela 6.27	Expansão da Oferta de Energia Elétrica por Região Geográfica (2015-2030)	228
Tabela 6.28	Expansão das Interligações	229
Tabela 6.29	Sensibilidade ao Programa de Conservação Induzido (Geração adicional)	232
Tabela 6.30	Expansão Alternativa da Oferta de Energia Elétrica (2015-2030)	234
Tabela 6.31	Sensibilidade à Demanda Final (Geração adicional)	235

## 7 Resultados Consolidados

Tabela 7.1	Projeção da Oferta Interna de Energia (por energético)	239
Tabela 7.2	Projeção da Oferta Interna de Energia	243
Tabela 7.3	Petróleo e Derivados: Indicadores Seleccionados	245
Tabela 7.4	Gás Natural: Indicadores Seleccionados	247
Tabela 7.5	Produtos da Cana-de-açúcar: Indicadores Seleccionados	248
Tabela 7.6	Eletricidade: Indicadores Seleccionados	250
Tabela 7.7	Investimentos na Área de Petróleo e Derivados	258
Tabela 7.8	Características de interligações de UPGN em operação	260

Tabela 7.9	Investimento em Unidades de Regaseificação de GNL	262
Tabela 7.10	Investimentos na Área de Gás Natural	262
Tabela 7.11	Investimentos na Cadeia de Produção do Etanol	264
Tabela 7.12	Custos de investimento referenciais na geração de energia elétrica	265
Tabela 7.13	Investimentos no Setor Elétrico	266
Tabela 7.14	Investimentos no Setor Energético	267

# PARTICIPANTES E COLABORADORES

Este estudo foi preparado pela Empresa de Pesquisa Energética, com a coordenação de sua Diretoria de Estudos Econômicos e Energéticos e em cooperação com as demais diretorias da empresa.

## Coordenação Geral

Mauricio Tolmasquim  
Amilcar Guerreiro

## Coordenação Executiva

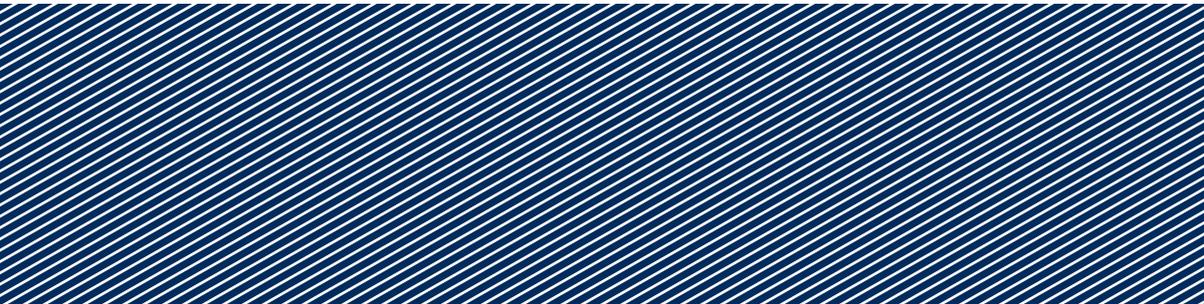
Juarez Castrillon Lopes  
Renato Pinto de Queiroz  
James Bolívar Luna de Azevedo

## Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira  
Vicente Correa Neto  
Claudio Gomes Velloso  
Emilio Hiroshi Matsumura  
Mauro Araújo de Almeida (parte)

## Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia  
Amaro Olímpio Pereira Júnior  
Ana Cristina Braga Maia  
Ana Paula Coelho  
André Luiz Zanette  
André Luiz Rodrigues Osório  
Carla Achão  
Eduardo Velho (parte)  
Flávia Pompeu Serran  
Hernani de Moraes Vieira



Inah de Holanda  
Jeferson Borghetti Soares  
José Manuel David  
Juliana Marreco (parte)  
Kriseida C. P. Alekseev  
Luis Claudio Orleans  
Marilene Dias Gomes  
Marina Elisabete Espinho Tavares  
Mirian Regini Nutti  
Paulo Nascimento Teixeira  
Paulo Roberto Amaro  
Raymundo M. Aragão Neto  
Renata de Azevedo Moreira da Silva  
Sérgio Henrique F. da Cunha

### Colaboração interna

Deve-se destacar que foram especialmente importantes as contribuições das equipes das demais diretorias da EPE lideradas por:

Ricardo Cavalcanti Furtado (Meio Ambiente)  
Paulo César Vaz Esmeraldo (Planejamento da Transmissão)  
Gelson Serva (Gás Natural e Biocombustíveis) e  
Ricardo Valle (Petróleo)

### Consultores externos

Jair Albo Marques de Souza  
John Dennys Cadman e  
prof. Sandoval Carneiro Jr.

### MME

O trabalho não teria atingido seu objetivo sem a substancial cooperação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Minis-

tério de Minas e Energia, nomeadamente do Secretário, Márcio Zimmermann, do Secretário Adjunto, Francisco Romário Wojcicki, do Assessor Especial da secretaria, Paulo Altaur Pereira Costa, do Diretor do Departamento de Planejamento Energético, Iran de Oliveira Pinto, da Diretora do Departamento de Desenvolvimento Energético, Laura Cristina Fonseca Porto, e dos consultores Albert Cordeiro Geber de Melo, Altino Ventura Filho, Antonio Carlos Tatit Holtz e Maria Elvira Piñeiro Maceira.

### Colaboração externa

Para desenvolver os trabalhos, a EPE consultou especialistas com vistas à formulação dos cenários econômicos e demográficos e organizou reuniões temáticas que tiveram como tema recursos energéticos. De todos aqueles a seguir citados foram colhidas importantes contribuições que vieram enriquecer sobremaneira o conteúdo deste trabalho. A todos eles cumpre registrar os agradecimentos de toda diretoria e da equipe de técnicos da EPE. Os depoimentos e os esclarecimentos colhidos nessas reuniões foram especialmente importantes, seja por sua relevância intrínseca, dada a qualificação dos profissionais convidados, seja por sua atualidade.

**Cenários econômicos e demográfico.** Antonio Licha, Caio Prates da Silveira e Francisco Eduardo de Souza, professores do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – IE/UFRJ, Fábio Giambiagi, do Instituto de Pesquisas Econômicas e Aplicadas – IPEA, Fernando Roberto de Albuquerque, Gerente de projeto – Componentes da dinâmica demográfica do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Ivan Braga Lins, Gerente de projeto – Projeções e estimativas populacionais do IBGE, Juarez de Castro Oliveira, Gerente de projeto – Estudos e análises da dinâmica demográfica do IBGE e Régis Bonelli, professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ.

**Recursos Hídricos.** Altino Ventura Filho, Consultor, ex-Presidente da Eletrobrás e ex-Diretor Técnico da Itaipu Binacional, José Luiz Alquéres, Diretor-Presidente da Light Serviços de Eletricidade S.A., Vice-presidente da Associação Brasileira da Indústrias de Base – ABDIB, ex-Presidente da Alstom do Brasil e ex-Presidente da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, Joaquim Guedes C. Gondim Filho, Superintendente de Usos Múltiplos da Agência Nacional de Águas – ANA, José Antonio Muniz Aragão, Consultor e ex-Presidente da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, Norma Pinto Villela, Superintendente de Gestão Ambiental de Furnas Centrais Elétricas S.A. e Roberto Pereira d'Araujo, Consultor, ex-Diretor do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético – ILUMINA e ex-Chefe do Departamento de Estudos de Mercado de Furnas.

**Energia Nuclear.** Alfredo Tranjan Filho, Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN, Anselmo Salles Paschoa, professor titular do Departamento de Física da PUC-RJ

e ex-Diretor de Rádio-proteção, Segurança Nuclear e Salvaguarda da CNEN, Aquilino Senra Martinez, professor do Programa de Engenharia Nuclear da Coordenação dos Programas de Pós-graduação em Engenharia – COPPE, da UFRJ, Dráusio Lima Atalla, Superintendente da Usina Termonuclear de Angra II (Eletronuclear), Isaac José Obadia, Coordenador-geral de Ciência e Tecnologia Nuclear da CNEN, José Carlos Castro, Assessor de Planejamento e Comercialização da Indústrias Nucleares do Brasil – INB e 1º Secretário da Associação Brasileira de Energia Nuclear – ABEN, Olga C. R. L. Simbalista, Assessora da Presidência da Eletronuclear S.A. – Eletronuclear e Sergio G. Mathias, Assessor de Comercialização da Eletronuclear.

**Carvão Mineral.** Carlos Henrique Brasil de Carvalho, Assessor Econômico da Assessoria Especial do Gabinete da Ministra-Chefe da Casa Civil da Presidência da República, Fernando Luis Zancan, Secretário-executivo do Sindicato das Empresas da Extração de Carvão de Santa Catarina (Siescesc) e pesquisador do Centro de Documentação do Carvão – CEDRIC, Ignácio Resende, Assessor da Presidência da COPELMI Mineração, Irineu Capeletti, Assessor Especial da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral do MME, José Lourival Magri, Gerente de Meio Ambiente da Tractebel Energia S.A. e João Eduardo Berbigier, Gerente de Combustíveis da Tractebel Energia S.A.

**Cana-de-açúcar e fontes alternativas renováveis e não convencionais.** Albert Cordeiro G. de Melo, Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL e ex-Coordenador do Comitê Técnico de Fontes Alternativas do GCPS/CCPE, Carlos Roberto Silvestrin, Vice-presidente Executivo da Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN, Luciano Basto Oliveira, Doutor em Planejamento Energético e pesquisador da COPPE e do Instituto Virtual de Mudanças Globais – IVIG, Onório Kitayama, Consultor, Assessor da Presidência da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, Osvaldo Stella Martins, Doutor em Energia e Recursos Naturais, Pesquisador do Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO e Pedro Villalobos, Consultor, M.Sc. em Química, ex-pesquisador da COPPE/UFRJ.

**Petróleo.** Alexandre Salem Szklo, Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ, professor e pesquisador do Programa de Planejamento Energético da mesma instituição, Giovani Vitória Machado, Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ, professor colaborador e pesquisador do Programa de Planejamento Energético da mesma instituição, José Henrique Danember, Gerente da área de Estratégia e Desempenho Empresarial/ Estudos de Mercado e Negócios da Petrobras, Rafael Resende, Economista pleno da Petrobras e Roberto Schaeffer, Doutor pela University of Pennsylvania e professor do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

**Gás Natural.** Hélder Queiroz Pinto Jr., Doutor pela Université de Grenoble, professor e pesquisador do Grupo de Energia do Instituto de Economia da UFRJ, Luiz Augusto de Abreu Moreira, Coordenador da área de Integração de Mercados do Cone Sul, da Diretoria Internacional da Petrobras, Marco Aurélio Tavares, Engenheiro químico com experiência profissional em petróleo, gás natural e indústria petroquímica, ex-diretor de Comercialização de Gás da Repsol-YPF e atual consultor da Gás Energy – Assessoria Empresarial, Mário Jorge da Silva, Coordenador da área de Planejamento Estratégico da Diretoria de Gás e Energia da Petrobras e Renato Quaresma, Consultor da área de Planejamento da Produção de Gás da Petrobras.

**Eficiência Energética.** Armando Bevilacqua de Godoy, Economista da Área de Desenvolvimento Energético da Petrobras – Suporte ao CONPET, Frederico Augusto Varejão Marinho, Gerente de Suporte ao CONPET (Petrobras), George Alves Soares, Chefe do Departamento de Desenvolvimento de Projetos Especiais da Eletrobrás (PROCEL), Jamil Haddad, professor Doutor da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, líder do Grupo de Estudos Energéticos e Marcos José Marques, Presidente do INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, ex-Diretor da Eletrobrás e ex-Diretor Geral do CEPTEL.

# APRESENTAÇÃO

## Planejamento Energético no Brasil

As mudanças implementadas no setor elétrico, ao longo da última década, trouxeram importantes alterações institucionais, orientadas por uma perspectiva de auto-regulação pelo mercado, que acabou por se mostrar frágil e ineficiente, como ficou exposto no racionamento de energia elétrica ocorrido entre 2001 e 2002. Desde então, tornou-se evidente e inadiável a necessidade de um novo ordenamento setorial para fazer frente aos entraves e inadequações que colocavam em risco o suprimento às demandas presentes e as expansões para garantir atendimento às projeções futuras.

Sob a premissa de resgatar e assumir com firmeza a indelegável responsabilidade do Estado de assegurar as condições de infra-estrutura básica para dar sustentação ao desenvolvimento econômico e social do país, um novo modelo do setor elétrico resultou com a promulgação, em 15 de março de 2004, das Leis nos 10.847 e 10.848 que tratam, respectivamente, da criação da EPE e de um novo arcabouço das regras de comercialização de energia elétrica.

Esse novo arranjo institucional do setor elétrico tem como fundamentos básicos: a segurança do suprimento de energia elétrica, para dar sustentação ao desenvolvimento do país; a modicidade tarifária, para favorecer a competitividade da economia e a inserção social de toda a população no atendimento desse serviço público; e a estabilidade do marco regulatório, com vistas a atrair investimentos para a expansão do setor.

Para alcançar tais objetivos, o novo modelo focou uma importante reestruturação do planejamento da expansão dos sistemas elétricos, em favor de uma abordagem mais ampla e integrada, de modo a, estrategicamente, conciliar pesquisa, exploração, uso e desenvolvimento dos insumos energéticos, dentro de uma política nacional unificada e ajustada às diretrizes de governo e às necessidades do país. Foi nesse sentido que ganhou destaque a criação da EPE.

Em sua função de subsidiar o planejamento energético nacional, a EPE tem como competência legal elaborar estudos e análises que nortearão

as escolhas do Estado com vistas à promoção da prestação eficiente do serviço público e do desenvolvimento eficaz de todo o setor de energia, para melhor atender o bem-estar social, o interesse coletivo e o desenvolvimento sustentável. A EPE é, portanto, um instrumento para assegurar o preceito constitucional que atribui ao Estado a responsabilidade pela fiscalização, incentivo e planejamento das ações setoriais.

Nos termos da citada Lei nº 10.847, a caracterização da nova Empresa ganhou os seguintes contornos legais:

*“Art. 1º. Fica o Poder Executivo autorizado a criar empresa pública, na forma definida no inciso II do art. 5º do Decreto-Lei nº 200, de 25 de fevereiro de 1967, e no art. 5º do Decreto-Lei nº 900, de 29 de setembro de 1969, denominada Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.*

*Art. 2º. A Empresa de Pesquisa Energética - EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras”.*

Quanto à preservação do foco das atribuições e finalidades da Empresa, o parágrafo único do art. 4º da citada Lei define que *“os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional”.*

Assim sendo, cabe à EPE a elaboração de estudos, projetos e atividades de planejamento energético, incluindo o tratamento de questões sócio-ambientais, em apoio à execução de atividades na área do planejamento do setor energético sob responsabilidade do MME.

Até a criação da EPE, o principal mecanismo institucional utilizado pelo MME para a elaboração do planejamento do setor de energia elétrica era o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE. O CCPE estava estruturado em Comitês Técnicos constituídos por representantes das entidades participantes e eram coordenados por profissionais dessas entidades, num sistema de rodízio das empresas às quais eram vinculados. Nessa estrutura, o segmento estatal era fortemente preponderante, assumindo, em geral, a coordenação dos comitês técnicos. Participavam diretamente dos trabalhos cerca de 150 profissionais das empresas envolvidas no CCPE, em tempo integral, e cerca de 400 em tempo parcial.

Com o expressivo aumento da participação do capital privado no setor elétrico, iniciado em 1995, o princípio da neutralidade na condução dos estudos de planejamento passou a ser questionado, haja vista a existên-

cia de interesses empresariais. A necessidade de preservar a isenção e os interesses maiores da sociedade contribuiu para a proposta de criação da EPE, agente governamental sem interesses comerciais, com a competência de realizar estudos para desenvolvimento do setor energético.

Além desses estudos, o planejamento do setor elétrico comporta todo um processo, que inclui o levantamento do potencial energético, com destaque para os estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas e para os estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental. Incluem-se aí também os estudos comparativos de fontes de geração de energia elétrica e as iniciativas para o gerenciamento da demanda, em particular os projetos e ações na área de eficiência energética. Tais estudos eram elaborados na medida dos interesses que despertavam em investidores particulares e, não raro, carecia de uma visão global e sistêmica, absolutamente indispensável na avaliação do potencial energético dentro de uma perspectiva de longo prazo. Cumpre salientar que a realização desses estudos, além de prazos algumas vezes consideráveis (por exemplo, o estudo de inventário de uma bacia pode requerer até dois anos para sua conclusão), demanda necessariamente o envolvimento de equipes multidisciplinares, com a mobilização de firmas de consultoria especializada e um grande número de técnicos, inclusive na coordenação das atividades.

Na dimensão energética, vale dizer, nos demais segmentos da área de energia (petróleo, gás, carvão, biocombustíveis, etc.), nem sempre se dispôs de estruturas similares à do CCPE. Alguns estudos específicos foram conduzidos por iniciativa de interessados. Na área de petróleo, em particular, o planejamento esteve sempre muito vinculado e, mesmo dependente da Petrobras, situação que a flexibilização do monopólio da exploração e produção de petróleo veio alterar qualitativamente.

Em qualquer caso, isto é, tanto na área de energia elétrica quanto na de petróleo e gás se ressentia de uma visão sistêmica e agregada, essencial para a formulação de diretrizes e políticas setoriais e para orientar a ação de governo na área energética. A criação da EPE vem resolver essa questão. Seu funcionamento a partir de 2005, além de consolidar o projeto materializado nas leis promulgadas em março de 2004, permitiu ao MME integrar os estudos energéticos do país, melhorando sua capacidade de exercer o papel constitucional que é atribuído ao Executivo.

## O Ciclo de Planejamento Energético Integrado

O ciclo de planejamento é um processo necessariamente recursivo, que se *auto-alimenta*. Convém, inicialmente, que se faça um corte nesse processo, de tal forma que permita sua adequada compreensão. Assim, pode-se afirmar que, a partir das definições das políticas e das diretrizes, se desenvolvem os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético. Esse conjunto de estudos e

pesquisas quando sistematizados e continuados constituem o ciclo de planejamento energético integrado.

De forma didática, o ciclo de planejamento no setor energético pode ser dividido em quatro etapas: a de diagnóstico, a de elaboração de diretrizes e políticas, a de implementação e, por fim, a etapa de monitoramento. Estas etapas se apóiam em duas naturezas de estudos e pesquisas. A primeira abarca as análises de diagnóstico estratégico para o setor energético, enquanto a segunda incorpora os planos de desenvolvimento energético.

No campo das análises de diagnóstico, estão, por exemplo, os estudos e levantamentos que irão identificar os potenciais energéticos, além da forma e dos custos para seu desenvolvimento. Nesse conjunto, considerando uma abordagem agregada, estão os estudos do Balanço Energético e da Matriz Energética. Os primeiros têm uma característica estatística e retrospectiva. Os estudos da Matriz, em complemento, apresentam uma visão prospectiva. Já com uma abordagem mais pontual, estão os estudos e pesquisas específicos dos potenciais energéticos. Incluem-se aí o levantamento e a avaliação dos potenciais energéticos, considerando o estado da arte e as perspectivas do desenvolvimento tecnológico e as condições de sustentabilidade sócio-ambiental.

A elaboração desses estudos requer uma coordenação integrada que a lei tem atribuído ao Estado tendo em vista o caráter estratégico de que se revestem, seja pelo potencial de interferência sócio-ambiental, seja pelos interesses econômicos que podem envolver, ou ainda, pela própria competência constitucional da União de prover adequadamente ou de criar as condições para o necessário provimento de energia à sociedade. Por exemplo, os estudos de inventário hidrelétrico de uma bacia hidrográfica costumam ser desenvolvidos por firmas especializadas, mas a condução e a coordenação dos mesmos deve ser tal que garanta que o conceito de aproveitamento ótimo do potencial, definido em lei, seja garantido.

Os resultados desses estudos e pesquisas são utilizados diretamente no outro grupamento de análises, com ênfase na formulação e na avaliação de alternativas para atendimento dos serviços energéticos do país, em especial, no elenco de projetos e na elaboração de um plano de ação para a viabilização da expansão da oferta de energia, conforme as diretrizes, princípios e metas definidos em geral pela União. Há, adicionalmente, aspectos que são definidos no âmbito do Congresso Nacional, do que são exemplos os programas de incentivo ao desenvolvimento de fontes alternativas, de eficiência energética e da universalização dos serviços de energia elétrica ou, ainda, a exploração de potenciais energéticos em terras indígenas. Há outros que, embora sob a responsabilidade do Executivo, são de tal relevância que a própria lei instituiu um conselho de alto nível, de assessoramento da Presidência da República, e lhe atribuiu competências específicas sobre de-

terminadas matérias – o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Há, por fim, a responsabilidade natural que, dentro da organização administrativa do Executivo, foi reservada ao Ministério de Minas e Energia.

Naturalmente, tanto as análises quanto os planos carecem de estudos mais específicos para conhecimento da demanda de energia, suas características, seu perfil, sua distribuição espacial, seu potencial de evolução, entre outros. Esses estudos, por sua vez, devem se referir ao contexto mais amplo do desenvolvimento econômico, inscritos que estão no cenário da economia nacional. Assim, os estudos e pesquisas associados às etapas de planejamento energético integrado podem ser subdivididos em vários outros, que compreendem a formulação de cenários macroeconômicos, as projeções de mercado propriamente ditas, a formulação de alternativas para expansão da oferta, os custos associados a essas alternativas, entre outros.

Como ponto comum desses estudos, além da clara interdependência entre eles, há o fato de tratarem de informações de caráter nitidamente estratégico, pelo potencial de interferência com o mercado e de mobilização de interesses econômicos. Se a competição entre os agentes é a melhor forma de assegurar o atendimento do interesse público em setor tão vital para a economia, como o setor energético, (e essa é a idéia subjacente à determinação constitucional de licitar as concessões do serviço público de energia elétrica e os blocos de exploração de petróleo e gás, por exemplo), deve-se procurar defendê-la e garantir as condições para que essa competição efetivamente ocorra e que seus resultados sejam revertidos para a sociedade. Nesse sentido, o trato das informações estratégicas apresenta-se crucial.

Por fim, deve-se salientar que é mister que os estudos de planejamento energético admitam e explicitem a integração dos recursos energéticos. São emblemáticos os exemplos do gás natural, da cana-de-açúcar e dos óleos vegetais. No caso do gás natural, sua evolução pode afetar tanto a formulação das estratégias de expansão do refino do petróleo, (pela concorrência com derivados como o óleo combustível na indústria em geral, ou a nafta, na petroquímica, em particular) quanto o setor elétrico, seja pelo lado da oferta, como efetiva alternativa, mundialmente reconhecida, de produção de eletricidade, seja pelo lado da demanda, deslocando a energia elétrica no uso final – por exemplo, no aquecimento ambiental, da água ou principalmente nos processos industriais. No caso da cana, à concorrência já conhecida entre o etanol e a gasolina, revitalizada com o surgimento dos veículos *flex fuel*, se soma agora a possibilidade de escolha de produção de etanol ou de eletricidade a partir de sua biomassa (bagaço e palha). Da mesma forma, no caso dos óleos vegetais, pelo potencial de deslocamento da demanda de diesel, seja por meio do biodiesel, seja pelo processo H-Bio de produção de die-

sel a partir desses materiais, introduz elementos novos para a definição do refino do petróleo.

No Brasil, o planejamento integrado dos recursos energéticos foi tradicionalmente negligenciado, em especial pelas barreiras institucionais que naturalmente dificultavam promover esse objetivo. O planejamento integrado dos recursos energéticos é um dos grandes desafios que se colocam presentemente para o país. O PNE 2030 que ora se apresenta é um primeiro e decisivo passo na direção de enfrentá-lo.

## Os Estudos do PNE 2030

Compõe os estudos do Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 um vasto conjunto de notas técnicas – quase uma centena – que documentam 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.

Os estudos do PNE 2030 foram conduzidos e desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, em estreita vinculação com o Ministério de Minas e Energia – MME. As primeiras investigações tiveram início ainda em janeiro de 2006. Objetivando o exame dos recursos energéticos, a EPE promoveu, durante os meses de fevereiro e março, uma série de reuniões temáticas. Tomaram parte desses encontros, como convidados-chave, renomados técnicos e profissionais, todos eles de notória experiência e reconhecida competência em assuntos relacionados a cada um dos temas.

A conjugação dessas informações com outras levantadas em literatura específica de energia, inclusive a consulta a publicações como teses e periódicos, além de “*web sites*” de instituições relevantes no tema, permitiu a elaboração das notas técnicas que documentaram os estudos sobre os recursos e reservas dos diversos energéticos e a caracterização técnico-econômica de cada um como fonte de energia, especialmente como fonte de geração de energia elétrica, assim como sobre os aspectos sócio-ambientais envolvidos em sua utilização e seu potencial de uso com vistas ao atendimento da demanda.

Do lado da demanda, os estudos compreenderam a formulação de cenários de longo prazo para a evolução da economia mundial bem como a caracterização e quantificação de cenários para a economia nacional àqueles relacionados. Também foi formulada e quantificada uma projeção demográfica. Em complemento, quantificou-se a evolução do que se convencionou chamar progresso autônomo da eficiência energética, procurando refletir o avanço tecnológico e a adequação de hábitos incorporados no uso da energia. Nessas condições, projetou-se a demanda de energia

no uso final. Da mesma forma que no trato dos recursos energéticos, os estudos sobre a demanda não prescindiram de ampla discussão junto a especialistas, seja na área da macroeconomia e da demografia, seja na área da eficiência e do uso da energia propriamente dito.

Em paralelo, seguindo a diretriz de oferecer ao debate público os estudos do PNE 2030, o MME promoveu diversos seminários específicos em 2006, que tiveram por objeto a apresentação e a discussão das questões relacionadas com a oferta e a demanda de energia. Foram, ao todo, 8 seminários, três sobre os estudos da demanda e cinco sobre os estudos da oferta, que observaram a seguinte agenda:

#### ESTUDOS DA DEMANDA

26 de abril	Cenários macroeconômicos
13 de julho	Eficiência energética
21 de setembro	Cenários da demanda de energia

#### ESTUDOS DA OFERTA

18 de abril	Geração hidrelétrica e Fontes renováveis
14 de junho	Energia nuclear
14 de junho	Geração térmica a carvão mineral
13 de julho	Petróleo e derivados e Gás natural
29 de agosto	Combustíveis líquidos

Importa destacar que os aspectos sócio-ambientais, se não objeto de um seminário específico, foram necessariamente abordados em todos os eventos, com a multidisciplinaridade e transversalidade que o assunto requer.

Deve-se observar que uma parte relevante do que foi apresentado e discutido nesses eventos está consolidada nas notas técnicas referidas anteriormente. As contribuições recebidas nesses seminários, e ainda aquelas encaminhadas ao MME ou à EPE como resultado da consulta pública das apresentações realizadas<sup>1</sup>, foram incorporadas, quando aplicáveis, aos estudos.

Nessas condições, os estudos do PNE 2030 foram conduzidos incorporando-se a necessária participação de importantes elementos da sociedade, com ampla divulgação pública para esse tipo de estudo, com ampla cobertura dos principais meios de comunicação.

Contudo, o ineditismo dos trabalhos do PNE 2030 não se resume a isto. O prazo em que os estudos foram realizados – menos de um ano – também é digno de registro, dadas suas complexidade e abrangência. O mais relevante, todavia, é o fato do PNE 2030 constituir-se em estudo pio-

<sup>1</sup> As apresentações estiveram disponíveis no site do MME e da EPE, abrindo-se a possibilidade de encaminhando de questionamentos, contribuições e sugestões.

neiro no Brasil realizado por um ente governamental. Sem dúvida, é a primeira vez no país, no âmbito do Governo, que se desenvolve um estudo de planejamento de longo prazo de caráter energético, vale dizer, cobrindo não somente a questão da energia elétrica, como também dos demais energéticos, notadamente petróleo, gás natural e biomassa. As referências anteriores disponíveis no âmbito de entidades de governo são os estudos da Petrobras, na área de petróleo e gás, e da Eletrobrás, como coordenadora do extinto Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, na área de eletricidade. O PNE 2030 surge, assim, como uma referência nova e esperada, cumprindo um papel há muito reclamado por toda a sociedade.

A EPE, como condutora dos estudos do PNE 2030, contribui de forma decisiva para a recuperação do processo de planejamento energético nacional, recuperação esta colocada, desde sempre, como objetivo inafastável pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. Além disso, a conclusão dos estudos na forma e no prazo propostos, reafirma o acerto na criação da EPE e consolida a instituição como referência do planejamento setorial.

No dia 22 de novembro, um 11º e último seminário fechou o ciclo de eventos públicos, cuidando da apresentação e discussão da estratégia para expansão da oferta de energia. A repercussão deste último seminário, como não poderia deixar de ser, foi bem maior e mais abrangente. Afinal, as principais conclusões dos estudos foram nele apresentadas e discutidas. O relatório que ora se apresenta documenta, consolida e complementa os principais pontos dos estudos realizados dentro do escopo do PNE 2030, resumido neste último seminário.

## Estrutura do Relatório

Conforme já salientado, a elaboração do PNE 2030 se apoiou em uma série de estudos que envolveram análise das perspectivas da economia mundial e brasileira no longo prazo e suas conseqüências para o sistema energético nacional, da disponibilidade, das perspectivas de uso e da competitividade dos recursos energéticos, da segurança do suprimento, dos aspectos sócio-ambientais inerentes à expansão da oferta, da capacitação industrial, do desenvolvimento tecnológico e da eficiência energética. Assim, constitui um desafio a consolidação de tão amplo espectro de análise em um relatório que, a um só tempo, seja conciso e ofereça a verdadeira dimensão da questão energética e de seu enfrentamento, dentro de uma visão de longo prazo. A estrutura do relatório seguiu uma concepção que pretende atender a tal especificação.

A combinação de alternativas de suprimento de energia parte das avaliações quali-quantitativas da demanda de energia, dos recursos energéticos e das restrições e incentivos, de toda ordem, ao seu desenvol-

vimento. As condições de contorno que delimitam a evolução da oferta e da demanda envolvem elementos relacionados ao crescimento socioeconômico e à estrutura desse crescimento, em um mundo em que a interconexão global entre os países e a preocupação com a segurança energética e a sustentabilidade econômica e ambiental do desenvolvimento se mostram crescentes. Contextualizar, portanto, a ambiência à qual se refere o cenário energético formulado é básico para o entendimento do trabalho realizado. Assim, no **Capítulo 1** deste relatório descrevem-se as hipóteses macroeconômicas, a visão de mundo e a visão de país, e de crescimento demográfico sobre as quais se apóia o cenário energético quantificado.

No **Capítulo 2** são apresentados os resultados das projeções da demanda de energia no longo prazo em cada um dos cenários econômicos, refletindo as implicações tanto qualitativas como quantitativas das linhas gerais de cada trajetória. Assim são tratados o consumo de energia por setor e o consumo por fonte, destacando-se o papel da eficiência energética nessas projeções como fator de melhor utilização da energia, tendência sinalizada em indicadores como a elasticidade-renda da demanda e a intensidade energética.

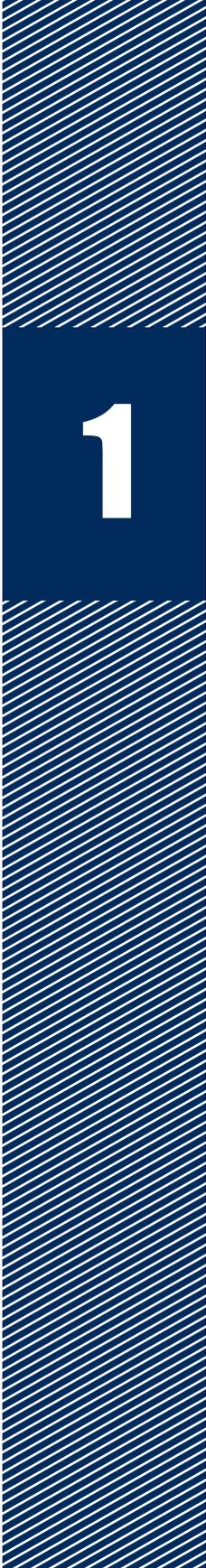
Na abordagem da expansão da oferta interna de energia, foram destacados os energéticos que explicam mais de 86% do consumo final de energia no ano 2030: petróleo e derivados (29,7%), aí incluído o emprego de óleos vegetais na produção do diesel, o gás natural (15,5%), a cana-de-açúcar e seus derivados (18,5%), com destaque para o etanol, com potencial para colocar o país na vanguarda mundial no uso de fontes renováveis para a produção de combustíveis líquidos, e a eletricidade (13,5%), com ampla discussão das principais fontes de geração, a saber: hidrelétricas, termelétricas convencionais (centrais nucleares e usinas a carvão e a gás natural) e fontes alternativas e não-convencionais (cogeração a partir da biomassa da cana, centrais eólicas e termelétricas a partir dos resíduos urbanos). Esse material compõe os **Capítulos 3 a 6**. Em cada um desses capítulos, se discutem recursos e reservas, os aspectos tecnológicos, as projeções da demanda e os principais elementos que caracterizam a expansão da oferta, inclusive os aspectos sócio-ambientais.

Por fim, no **Capítulo 7** são apresentados os resultados consolidados dos estudos, destacando-se a evolução da estrutura da oferta interna de energia e sintetizando os aspectos básicos das principais fontes energéticas. Neste capítulo apresenta-se ainda a avaliação das emissões de CO<sub>2</sub> e da demanda de investimentos geradas pela expansão da oferta de energia.

**Maurício Tiomno Tolmasquim**, Presidente

**Amilcar Guerreiro**, Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos





# 1

## O Contexto

Aspectos Metodológicos

Cenários Macroeconômicos

Cenários mundiais

Cenários nacionais

Estrutura setorial do PIB

População

Contexto Energético

Preços do petróleo

Preços do gás natural

Meio ambiente

Desenvolvimento tecnológico

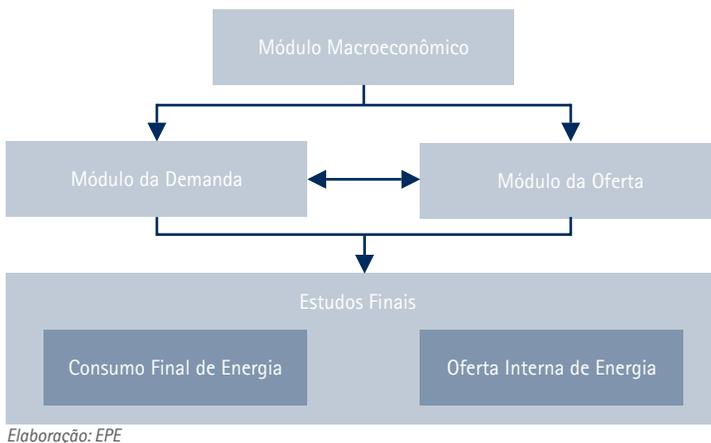
## 1.1 Aspectos metodológicos

Os estudos desenvolvidos para o PNE 2030 podem ser estruturados em quatro grandes grupos, a saber:

- **Módulo macroeconômico**, que compreendeu a formulação de cenários de longo prazo para a economia mundial e nacional;
- **Módulo de demanda**, que compreendeu o estabelecimento de premissas setoriais, demográficas e de conservação de energia resultando nas projeções do consumo final de energia;
- **Módulo de oferta**, que compreendeu, principalmente, estudo dos recursos energéticos, envolvendo aspectos relacionados à tecnologia, a preços, ao meio ambiente, à avaliação econômica da competitividade das fontes e dos impactos da regulação, permitindo a formulação de alternativas para a expansão da oferta frente a uma evolução esperada da demanda;
- **Estudos finais**, que compreenderam a integração dos estudos de oferta e de demanda, inclusive a reavaliação das projeções iniciais de consumo dos energéticos, *vis-à-vis* aspectos de natureza política, estratégica, institucional e de segurança energética, que culminaram com as projeções finais de consumo e de oferta interna de energia.

Esquemáticamente, a inter-relação entre esses módulos pode ser representada como na Figura 1.1. Deve-se ressaltar que os estudos da oferta e da demanda foram conduzidos de forma integrada, inclusive com a incorporação do processo interativo de ajuste entre oferta e demanda na qual resultou a reavaliação das projeções iniciais de consumo a partir das restrições de oferta ou da concorrência entre os diversos energéticos.

Figura 1.1: Metodologia dos Estudos do PNE 2030: Uma Visão Geral



Em cada um desses módulos foram empregados modelos de quantificação desenvolvidos internamente ou modificados de acordo com os objetivos dos estudos do PNE 2030.

Assim é que, na quantificação dos cenários macroeconômicos nacionais, as trajetórias associadas a cada um dos cenários tiveram suas consistências verificadas por meio da aplicação do Modelo de Consistência Macroeconômica de Longo Prazo – MCMLP, adaptado na EPE a partir de modelagem proposta pelo Banco Mundial. Os principais elementos caracterizadores dos cenários foram fornecidos exogenamente ao modelo cujos resultados permitiram aferir a consistência macroeconômica de cada hipótese formulada.

Entre os dados de entrada principais, alinham-se:

- Taxa de crescimento do PIB;
- Crescimento demográfico;
- Crescimento do comércio mundial (vinculado à taxa de crescimento da economia global);
- Política fiscal e monetária (superávit primário e taxa real dos juros básicos);
- Investimento externo direto (como proporção do PIB);
- Evolução da produtividade total dos fatores.

Entre os principais resultados produzidos pelo modelo, utilizados para a verificação da consistência macroeconômica dos cenários inscrevem-se (indicadores tomados como proporção do PIB):

- Taxa de investimento;
- Saldo da balança comercial;
- Dívida líquida;
- Saldo da conta-corrente.

Na quantificação do cenário demográfico, aplicou-se o Modelo de Estimativa de Parâmetros Demográficos – MEDEM, desenvolvido na EPE a partir de modelagem proposta pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. A partir da projeção da população disponibilizada pelo IBGE, cobrindo o horizonte que se estende até o ano 2050, discretizou-se o crescimento demográfico conforme requerido nos estudos do PNE 2030, regionalizando-se a população pelo método da tendência, ajustando-se curvas logísticas para efeito das projeções regionais tanto da taxa de urbanização quanto da população por domicílio.

Na projeção do consumo final utilizou-se um modelo do tipo *bottom-up*, denominado Modelo Integrado de Planejamento Energético – MIPE<sup>2</sup>, desenvolvido na Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia – COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. A utilização e a adequação do modelo às condições do estudo foram viabilizadas por meio de acordo entre a EPE e a COPPE. A aplicação do MIPE garantiu a vinculação das projeções de consumo aos cenários macroeconômicos e a desejada visão integrada do consumo energético de todas as fontes em cada um dos setores da economia, conforme a abertura que oferece o Balanço Energético Nacional – BEN.

---

<sup>2</sup> Tolmasquim e Szklo (2000).

Especificamente para o consumo de energia elétrica no setor residencial, aplicou-se o Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia – MSR, desenvolvido na EPE. Trata-se também de modelo do tipo *bottom-up* 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 na EPE a partir de modelagem proposta pela 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 – CEPTEL.

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.

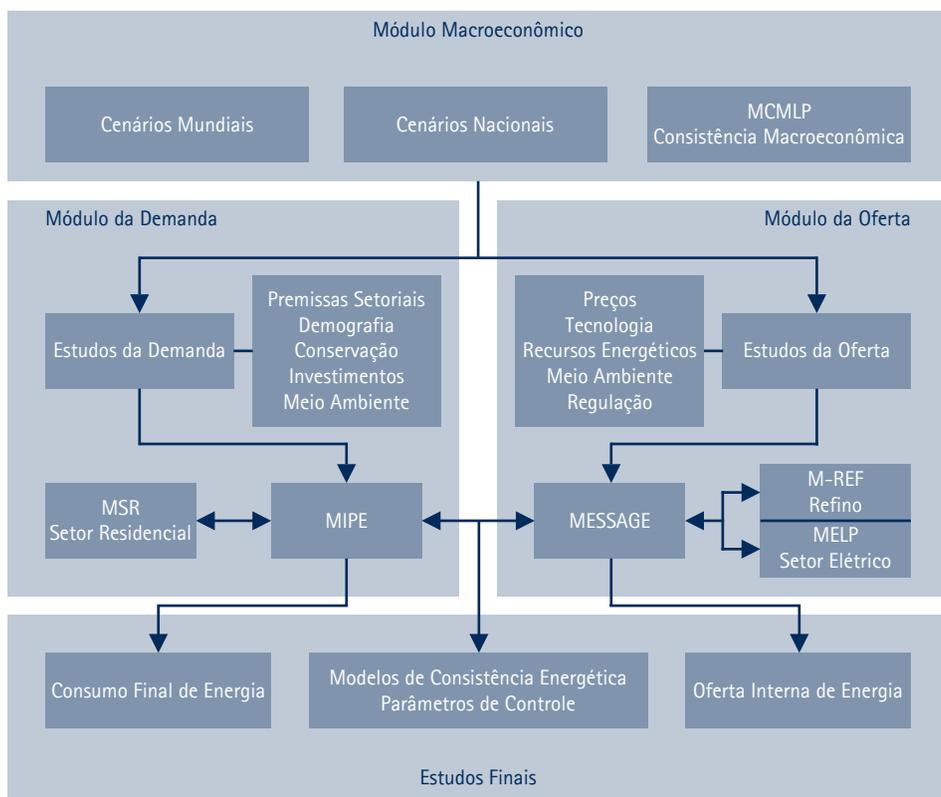
Todos os resultados obtidos nos estudos da oferta e da demanda foram consistidos e integrados com a aplicação do modelo denominado MESSAGE, da Agência Internacional de Energia Atômica – AIEA<sup>3</sup>.

Como resultado final, pode-se 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 1.2 permite a visualização da abordagem descrita.

---

<sup>3</sup> Mais do que possibilitar a verificação da consistência de estratégias de expansão da oferta de energia, o MESSAGE é um modelo de otimização de expansão da oferta de energia. Entretanto, a dificuldade em obter uma quantidade de dados significativa requerida para esta tarefa torna-se uma de suas principais desvantagens.

Figura 1.2: PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados



Elaboração: EPE

## 1.2 Cenários Macroeconômicos

Como fartamente comprovado na literatura técnica, a correlação entre a evolução da demanda total de energia e o nível de atividade econômica é bastante significativa. Assim, para efeito de um exame prospectivo da demanda de energia no Brasil, há que se estabelecer premissas para o crescimento econômico do país. Isto se fez aplicando a técnica de cenários, considerada a mais indicada para estudos dessa natureza, especialmente quando se trata de horizonte de análise tão amplo.

Para melhor entendimento dos objetivos pretendidos e, mesmo, da metodologia aplicada, convém esclarecer que a construção de cenários não tem como alvo acertar qual será o estado futuro de um conjunto pré-definido de variáveis. A essência do processo consiste na tentativa de identificação de diferentes trajetórias que tais variáveis poderão percorrer, gerando diferentes estados finais. Dito de outra forma, a capacidade de antecipar as possíveis trajetórias de forma a preparar de antemão as soluções necessárias, permitindo dessa forma respostas mais rápidas, traduz-se em um melhor planejamento estratégico no sentido de minorar os impactos indesejados e de criar um adequado posicionamento diante das oportunidades que se apresentam ao país.

A técnica de cenários constitui-se, assim, em importante ferramenta para a antecipação do futuro uma vez que lida com as incertezas e com as inter-relações complexas que determinam as trajetórias das diversas variáveis sociais, econômicas, financeiras, ambientais e energéticas, entre outras. É nesse sentido que deve ser contextualizada a cenarioização apresentada nesta seção, visando à prospecção da oferta e da demanda de energia.

## Cenários mundiais

O contexto internacional que se apresenta como condição de contorno para os estudos do PNE 2030 foi analisado segundo três elementos básicos de incerteza, a saber:

- **Padrão de globalização**, que define o grau de integração entre as economias nacionais e/ou regionais (permitindo, por exemplo, maior mobilidade dos fatores de produção);
- **Estrutura do poder político econômico**, que se relaciona com o grau de polaridade da governança mundial (papel das instituições multilaterais), em termos políticos, e com a forma de ajustamento da economia norte-americana (desequilíbrio fiscal e da balança comercial), e principalmente as relações entre China e Estados Unidos, no campo econômico;
- **Solução de conflitos**, pelo qual se avalia a forma como as divergências serão enfrentadas, especialmente quanto aos conflitos étnico-religiosos e à disputa por recursos naturais (energéticos e água, sobretudo).

Essas três incertezas críticas compõem o prisma (Figura 1.3) sob o qual foram formulados três cenários possíveis para a economia mundial, cuja denominação (idéia-força) e caracterização básica, em termos qualitativos, são apresentadas na Tabela 1.1.

Figura 1.3: Cenários Mundiais: Incertezas Críticas



Elaboração: EPE

A interação dos elementos agrupados nas principais incertezas reunidas caracteriza cada um dos cenários, principalmente em termos de possibilidade de expansão da economia mundial. No entanto, ao longo do horizonte de estudo, nenhum cenário admite a continuidade do crescimento vigoroso registrado nos últimos anos, refletindo a redução progressiva das taxas de expansão das economias emergentes, em especial a China, ao longo do período, ainda que se mantenham elevadas.

Tabela 1.1: Caracterização dos Cenários Mundiais

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

Elaboração: EPE

No cenário mais favorável (**Mundo Uno**) o planeta está conectado: as nações consolidam o processo de abertura de seus mercados para a intensificação das relações de comércio e fluxos financeiros multilaterais, as corporações se aproveitam das vantagens comparativas dos países, disseminando o *outsourcing*, enquanto a sociedade da informação se estabelece plenamente com grupos de diferentes nacionalidades partilhando suas experiências e espalhando idéias através dos avanços da tecnologia. Há um maior equilíbrio de forças na estrutura de poder político e econômico mundial, refletido em governança compartilhada das instituições multilaterais e prevalência de soluções coordenadas e cooperativas para os problemas mundiais. A confiança nas instituições aumenta com a incorporação dos diversos movimentos sociais no processo decisório político e econômico. A questão dos déficits gêmeos dos EUA e a relação de financiamento do excesso de consumo deste país com a geração de poupança na China alcançam uma solução de equilíbrio, implementada por políticas macroeconômicas mundiais coordenadas. A acomodação dos conflitos étnicos, religiosos e sociais e o equacionamento da insegurança institucional tornam a vida no planeta mais amistosa. Assim, a conectividade potencializada pelas novas tecnologias de comunicação, padrões de globalização elevados e intensos fluxos comerciais e de capitais, refletindo a redução de barreiras protecionistas e uma maior influência do multilateralismo sob a égide da Organização Mundial do Comércio – OMC, são fatores que explicam uma taxa média de crescimento nos próximos 25 anos superior à média verificada nos últimos 30 anos<sup>4</sup>.

No cenário intermediário (**Arquipélago**) o mundo se caracteriza por conexões assimétricas que vão desde as relações econômicas até a difusão tecnológica. Nações dividem-se em blocos em que o regionalismo predomina de forma significativa: as relações de comércio e os fluxos financeiros são concentrados entre “nações amigas”. Na sociedade, aqueles com acesso à tecnologia compõem os grupos virtuais mundiais, enquanto os demais ficam à margem do mundo digital, restritos a grupos locais periféricos. Há uma polarização na estrutura de poder político-econô-

<sup>4</sup> Entre 1971 e 2002, conforme dados da Agência Internacional de Energia – AIE, a economia global cresceu ao ritmo de 3,3% ao ano.

mico mundial, com hegemonia do bloco UE/EUA em comparação com o bloco composto pelos países asiáticos, liderados pela China e pelo Japão. O desequilíbrio dos déficits gêmeos dos EUA alcança uma solução de equilíbrio por meio de ajuste interno norte-americano, o que gera uma redução no ritmo de crescimento da economia mundial. A insegurança devida aos conflitos étnicos, religiosos e sociais e a insegurança institucional e econômica apresentam-se em diferentes estágios conforme o bloco econômico e a região. A taxa média de crescimento da economia mundial entre 2005 e 2030 neste cenário reproduz em grande medida a evolução dos últimos 30 anos, ainda que ligeiramente inferior.

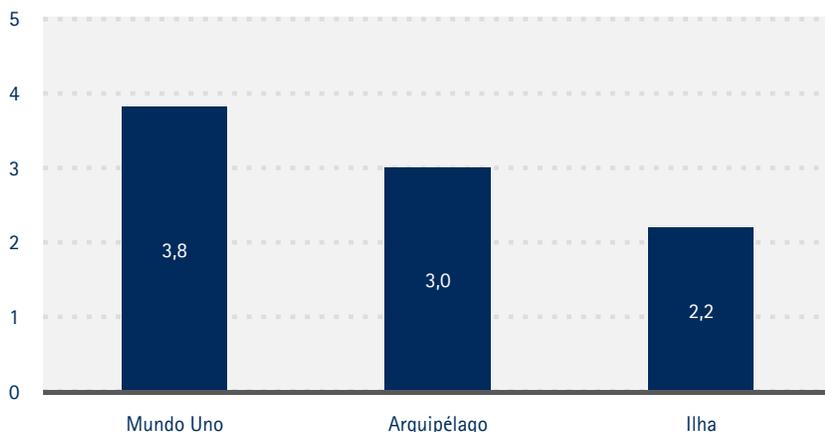
No pior cenário (IIha) a conexão assume um padrão instável. As nações, as corporações e a sociedade se posicionam de modo nitidamente defensivo perante o processo de globalização; os raros processos de integração, quando ocorrem, são marcados pelo caráter predominantemente local. Este cenário é marcado pelo crescimento do desequilíbrio macroeconômico norte-americano, comprometendo as relações de comércio sino-americanas e, particularmente, os financiamentos dos déficits gêmeos dos Estados Unidos. Essa situação admite uma ruptura na trajetória de crescimento da economia e do comércio mundial, com elevação do custo do dinheiro e limitação, por um período, da oferta de capitais para as economias emergentes, como resposta ao forte ajuste macroeconômico interno a que se obrigam os Estados Unidos. A reação generalizada é um recrudescimento do protecionismo, que atua como elemento inibidor do desenvolvimento. A insegurança devida aos conflitos étnicos, religiosos e sociais e a debilidade institucional e econômica difundem-se, com o acirramento dos conflitos de interesses entre corporações e sociedades, causando aumento de reivindicações sociais aos Estados. Uma vez superada a crise, segue-se um período de rápida recuperação econômica, porém a taxa média de crescimento da economia mundial entre 2025 e 2030 se situa em níveis relativamente baixos, comparáveis aos do início dos anos 30 no século passado.

A Figura 1.4 apresenta as taxas médias de crescimento da economia mundial no horizonte do estudo atribuídas a cada cenário. Essa quantificação encontra paralelo em outros estudos do gênero, que cobrem horizonte de longo prazo. A título de exemplo, podem ser citados os estudos da Shell, da Exxon e da AIE. O primeiro apresenta três cenários para a economia mundial no período 2005-2025, indicando taxas de crescimento médio anual de 3,8% (cenário *Open Doors*), 3,1% (cenário *Low Trust Globalization*) e 2,6% (cenário *Flags*)<sup>5</sup>. O estudo da Exxon contempla um cenário em que o crescimento mundial se faz a 2,7% ao ano, entre 2000 e 2030. Por fim, a AIE considera a economia mundial expandindo-se a 3,2% ao ano entre 2002 e 2030.

<sup>5</sup> No estudo da Shell, a própria titulação dos cenários sugere a questão da globalização e do comércio internacional como incertezas críticas determinantes das trajetórias da economia mundial.

Figura 1.4: Cenários Mundiais: Taxa Média de Crescimento do PIB – Período 2005–2030

(% ao ano)



Elaboração: EPE

### Cenários nacionais

A formulação dos cenários nacionais levou em conta as forças (potencialidades) e fraquezas (obstáculos a superar) que o país apresenta em face dos contextos mundiais descritos.

Entre as principais **potencialidades**, se alinham:

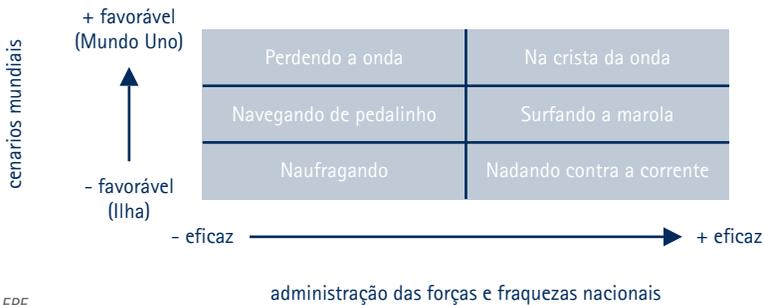
- Instituições e estabilidade macroeconômica em processo de consolidação;
- Grande mercado interno com elevado potencial de crescimento;
- Abundância de biodiversidade e de recursos naturais;
- Fatores de produção competitivos, tais como potencial de energia renovável de baixo custo relativo ainda não aproveitado e setores da economia com alta competitividade nos mercados mundiais (exemplos: agropecuária, segmentos da indústria de insumos básicos, como siderurgia, papel e celulose, etc.);
- Diversidade cultural e étnica.

Entre os principais **obstáculos a superar** podem ser citados:

- Necessidade de expansão da infra-estrutura (transportes, energia, telecomunicações, etc.);
- Concentração excessiva da renda e relevantes desigualdades regionais;
- Fatores de produção com baixa competitividade (baixa qualificação da mão-de-obra, atraso tecnológico em vários setores da economia, etc.);
- Elevado custo do capital e mercado de crédito de longo prazo pouco desenvolvido;
- Conflitos federativo e institucionais não equacionados adequadamente.

Nessas condições, a orientação estratégica seguida na formulação dos cenários nacionais considerou, basicamente, o desenvolvimento das competências nacionais de modo a posicionar-se para aproveitar as oportunidades e defender-se das ameaças presentes no ambiente global, levando à concepção de 6 (seis) cenários, como indicado na Figura 1.5.

Figura 1.5: Cenários Nacionais: Idéias-força



Elaboração: EPE

Embora a análise de todos os cenários pudesse enriquecer e tornar mais robusto o planejamento energético, avaliou-se que levar em conta todas essas possibilidades não traria benefícios em termos de posicionamento estratégico que um menor conjunto de cenários pudesse gerar. De fato, é possível demonstrar que a seleção adequada de quatro das seis combinações permite cobrir uma amplitude de possibilidades suficiente para os propósitos do estudo. Assim sendo, foram desconsiderados os cenários indicados nas extremidades superior esquerda e inferior direita da figura por levarem a situações que, em grande parte, estão compreendidos nos demais. A caracterização qualitativa dos quatro cenários que serão quantificados é resumida na Tabela 1.2.

Dentro de uma visão geral, pode-se caracterizar o Cenário A – “Na crista da onda”, associado à visão global denominada “Mundo Uno”, como aquele em que o país potencializa suas forças e remove os principais obstáculos ao crescimento, aproveitando o contexto externo extremamente favorável. Este cenário é caracterizado por um elevado nível de desenvolvimento econômico, marcado por uma gestão macroeconômica mais eficaz. Além disso, a implementação e o encaminhamento das reformas microeconômicas potencializam o aumento de investimentos em educação e infra-estrutura, elevando a produtividade total dos fatores e a redução dos gargalos de infra-estrutura. Com isto, ocorre o crescimento econômico mais robusto, adicionalmente por conta de um ambiente institucional mais consolidado. A inserção do país na economia mundial é feita de modo a alavancar as vantagens comparativas do país, que pode contar ainda com uma expressiva reversão da baixa competitividade dos fatores de produção: a qualificação da mão-de-obra é incrementada com maior escolaridade da população; há ainda um maior impulso nas inovações tecnológicas, dado o ambiente favorável para pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I); e o crescimento do mercado de crédito de longo prazo permite um maior investimento em máquinas e equipamentos.

Tabela 1.2: Caracterização dos Cenários Nacionais

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

Elaboração: EPE

Nesse cenário, o desenvolvimento econômico leva a uma redução das disparidades sócio-regionais e a um aumento do poder aquisitivo da população, com impacto positivo sobre a distribuição de renda no país. Como resultado, a taxa média mundial, reproduzindo um quadro que caracterizou a evolução do país principalmente na segunda metade do século passado até o segundo choque nos preços do petróleo (1945-1980). Mesmo nos últimos 35 anos (1970-2005), o Brasil cresceu ao ritmo médio de 3,9% ao ano enquanto a média mundial situou-se em torno de 3,3% ao ano.

Os Cenários B1 – “Surfando a marola” e B2 – “Pedalinho” estão, ambos, referenciados à visão global denominada “Arquipélago”. Refletem o reconhecimento de que um cenário externo relativamente favorável não é garantia para sustentar um crescimento doméstico. A diferença básica entre essas visões se refere à eficácia do país na administração das forças e na sua capacidade de superar os obstáculos.

No Cenário B1 – “Surfando a marola”, o crescimento da economia brasileira supera um crescimento mais moderado da economia mundial, fruto de uma gestão mais ativa no encaminhamento dos problemas internos. Há, porém, um processo mais longo na consolidação da estabilidade macroeconômica, resultado, em parte, de certa dificuldade na aprovação de reformas microeconômicas. Por tal motivo, os gargalos em infra-estrutura não são totalmente resolvidos, embora sejam relativamente pontuais. É um cenário marcado principalmente pelo esforço das corporações nacionais na conquista por mercados internacionais, ainda mais porque o mundo, dividido em blocos econômicos, oferece oportunidades parciais de aproveitamento. A produtividade total dos fatores não alcança os mesmos elevados níveis do cenário anterior, pois fica mais concentrada em nichos específicos; as restrições de capital para P&D&I levam a uma solução doméstica de capacitação tecnológica e, por conseguinte, a um nível de desenvolvimento aquém do nível dos países mais desenvolvidos; e, por fim, um mercado de crédito limitado e de acesso complexo não permite o financiamento da contínua modernização do parque produtivo. Em um cenário de

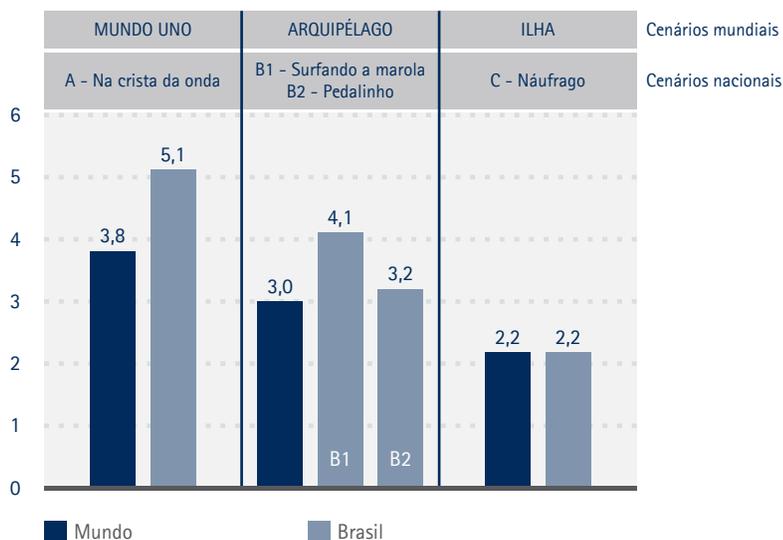
processo de consolidação institucional, a aplicação da regulação ambiental não ocorre sem que haja algum tipo de conflito entre crescimento e aproveitamento dos recursos naturais. Por fim, a desigualdade sócio-regional avança modestamente, com redistribuição parcial de renda, lenta desconcentração regional do crescimento.

No **Cenário B2** – “Pedalinho”, o crescimento do país é equivalente ao do cenário mundial, por causa da dificuldade de enfrentar os problemas estruturais internos. Dessa forma, a gestão macroeconômica é dificultada, agravada ainda pela dificuldade de aprovação de reformas microeconômicas. Por conta disso, o impacto sobre a infra-estrutura se revela em gargalos em vários setores, o que impede o país de obter taxas maiores de crescimento. As corporações nacionais procuram seu espaço dentro do bloco econômico ao qual o país pertence, mas a ausência de soluções estruturais para as principais questões internas gera um importante limitador nas possibilidades de mercado das empresas: a baixa qualificação geral da mão-de-obra (com exceção para aquela que é absorvida nos setores mais dinâmicos), as severas restrições de capital para P&D&I refletindo no baixo desenvolvimento tecnológico, e um mercado de crédito de difícil acesso geram uma produtividade total dos fatores muito baixa. Por fim, a desigualdade sócio-regional não melhora neste cenário: a distribuição de renda é modesta, pois é concentrada em nichos específicos e em regiões do país.

Por fim, no **Cenário C** – “Náufrago”, o país se ressentido de um cenário mundial conturbado, onde os fluxos de capitais são virtualmente interrompidos e o comércio internacional se expande a taxas modestas ou mesmo se retrai em alguns períodos. Nesse contexto, a economia internacional, afetada por uma crise gerada pelas dificuldades de equilíbrio das condições macroeconômicas dos EUA, tem baixo crescimento. Ainda assim, neste cenário, o crescimento do Brasil é igual à média mundial.

Note-se que, em nenhum dos cenários formulados, a economia brasileira cresce abaixo da média mundial. Entende-se que os ajustes macroeconômicos empreendidos a partir da segunda metade dos anos 90, e consolidados nos últimos quatro anos, autorizam admitir uma reversão do quadro observado nos últimos 20 anos (1980-2000), quando o Brasil, enfrentando forte desequilíbrio macroeconômico – déficit fiscal, déficit em conta-corrente e elevada, e crescente, dívida líquida como proporção do PIB – teve seu crescimento econômico limitado à taxa média anual de 2,1% ao ano, inferior à média mundial no mesmo período. A Figura 1.6 apresenta as taxas médias de crescimento da economia brasileira, visualizadas em cada cenário ao longo do horizonte do estudo, permitindo a comparação com o crescimento mundial que caracteriza a ambiência externa ao qual cada um está referenciado.

Figura 1.6: Cenários Nacionais: Taxa Média de Crescimento do PIB - Período 2005-2030



Elaboração: EPE

Conforme assinalado, procedeu-se à verificação da consistência macroeconômica dos cenários formulados. O cenário é considerado macroeconomicamente consistente com base na verificação de compatibilidade das principais variáveis com a caracterização qualitativa dos cenários. Posteriormente, os resultados foram cotejados com referências disponíveis e avaliados em discussão com especialistas. A Tabela 1.3 apresenta as principais variáveis macroeconômicas quantificadas ao final desse processo de consistência.

Pode-se perceber que a evolução do quociente dívida/PIB e da taxa de investimento tem relação direta com o crescimento econômico. Por exemplo, taxas de investimento menores refletem as dificuldades na gestão doméstica e conseqüentes restrições ao investimento público e, ainda, no Cenário C, efeitos de perturbações no fluxo de capitais internacionais. Em contraposição, a situações macroeconômicas mais sólidas (Cenário A e B1) correspondem saldos comerciais e em conta-corrente mais robustos, como reflexo de correntes de comércio e serviços mais intensas e mesmo maiores importações, sem pressões sobre o balanço de pagamentos e, com isso, realimentando o processo de desenvolvimento econômico e tecnológico.

Tabela 1.3: Consistência Macroeconômica dos Cenários Nacionais

(% do PIB)

	2005	2010	2020	2030
<b>CENÁRIO A</b>				
Dívida líquida	51,6%	39,7%	24,6%	22,5%
Taxa de investimento	20,6%	24,2%	23,4%	29,4%
Saldo da balança comercial	5,6%	3,7%	1,9%	0,3%
Saldo em conta-corrente	1,8%	0,4%	-1,2%	-2,1%
<b>CENÁRIO B1</b>				
Dívida líquida	51,6%	41,1%	33,9%	33,9%
Taxa de investimento	20,6%	21,7%	21,8%	24,5%
Saldo da balança comercial	5,6%	4,0%	1,4%	0,5%
Saldo em conta-corrente	1,8%	0,5%	-1,7%	-1,3%
<b>CENÁRIO B2</b>				
Dívida líquida	51,6%	43,6%	45,8%	55,1%
Taxa de investimento	20,6%	21,8%	18,3%	21,0%
Saldo da balança comercial	5,6%	4,0%	3,3%	1,8%
Saldo em conta-corrente	1,8%	1,2%	-0,4%	-0,8%
<b>CENÁRIO C</b>				
Dívida líquida	51,6%	45,9%	54,9%	57,4%
Taxa de investimento	20,6%	19,4%	16,7%	18,7%
Saldo da balança comercial	5,6%	4,7%	3,9%	2,2%
Saldo em conta-corrente	1,8%	1,2%	0,0%	-0,2%

Elaboração: EPE

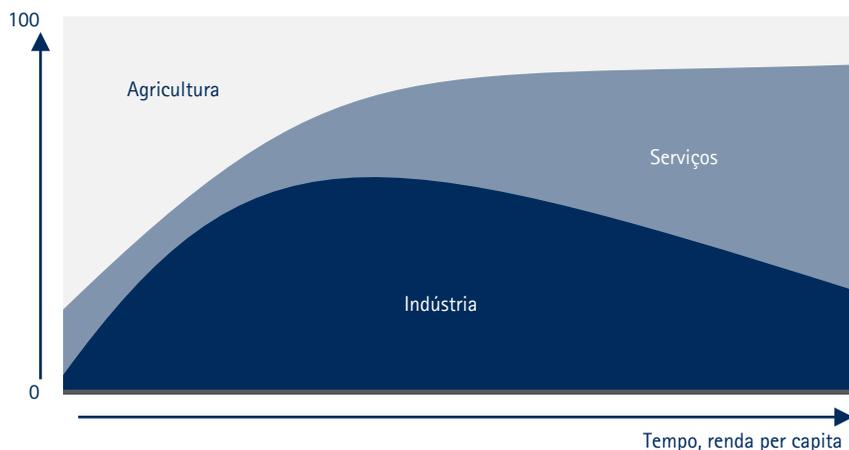
## Estrutura setorial do PIB

Outro elemento importante no estudo prospectivo da demanda de energia é a evolução da estrutura setorial do PIB. Isso tem repercussões, inclusive, no comportamento de indicadores normalmente usados para aferir a produtividade total da economia *vis-à-vis* o consumo energético. De fato, entre os três setores em que se convencionou repartir a produção nacional, a indústria apresenta-se tradicionalmente como o maior demandante de energia e mesmo sua composição afeta o tamanho do agregado.

Um modelo clássico de evolução da estrutura produtiva é referido em Chenery (1979 *apud* Bonelli e Gonçalves, 1995). Por esse modelo, na medida em que uma economia se desenvolve, a produção agropecuária vai perdendo importância em termos do valor agregado, até pelos efeitos multiplicadores do resultado da atividade no setor primário sobre os outros dois. Em uma primeira fase da industrialização, o setor secundário pode chegar a ser o de maior contribuição para o

PIB, mas em estágios mais avançados, de economias mais maduras, tende a prevalecer o setor de serviços. A representação estilizada deste modelo é apresentada na Figura 1.7.

Figura 1.7: Representação Estilizada da Evolução Padrão da Estrutura Setorial (% do PIB)

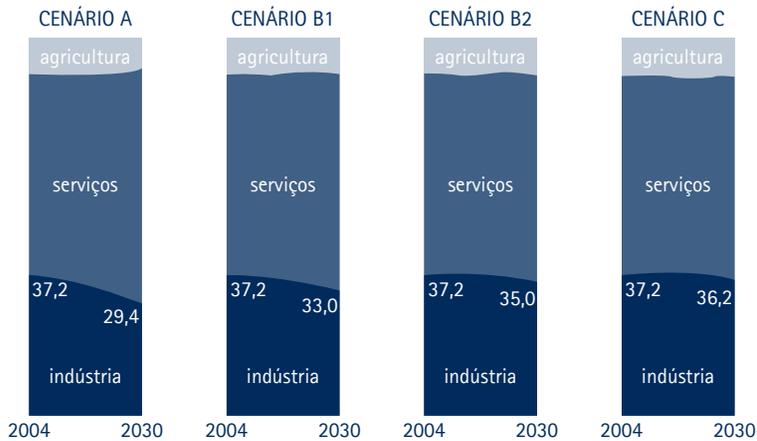


Obs.: elaborado a partir de Bonelli e Gonçalves (1995)  
Elaboração: EPE

Tendo como parâmetro a evolução acima para o caso da economia brasileira e considerando o estágio atual de desenvolvimento do país e sua reconhecida vantagem comparativa na produção agropecuária, é lícito admitir que o setor primário não deva reduzir sua contribuição na formação do PIB no horizonte deste estudo. Isso não significa que não se admite um crescimento importante do setor primário. Deve-se considerar, contudo que a expansão da produção e da renda agropecuária acaba gerando uma demanda por bens industrializados e por serviços, permitindo a ampliação desses setores. Da mesma forma, o setor industrial, mesmo expandindo-se a taxas expressivas, tende a perder participação no PIB para o setor de serviços, especialmente nos cenários de maior crescimento econômico.

A Figura 1.8 apresenta as hipóteses para a evolução da estrutura produtiva da economia nacional para cada um dos quatro cenários formulados ao longo do horizonte deste estudo. Em todos eles, a indústria perde participação para o setor serviços, sendo essa perda maior nos cenários de maior crescimento.

Figura 1.8: Cenários de Evolução da Estrutura Produtiva Nacional

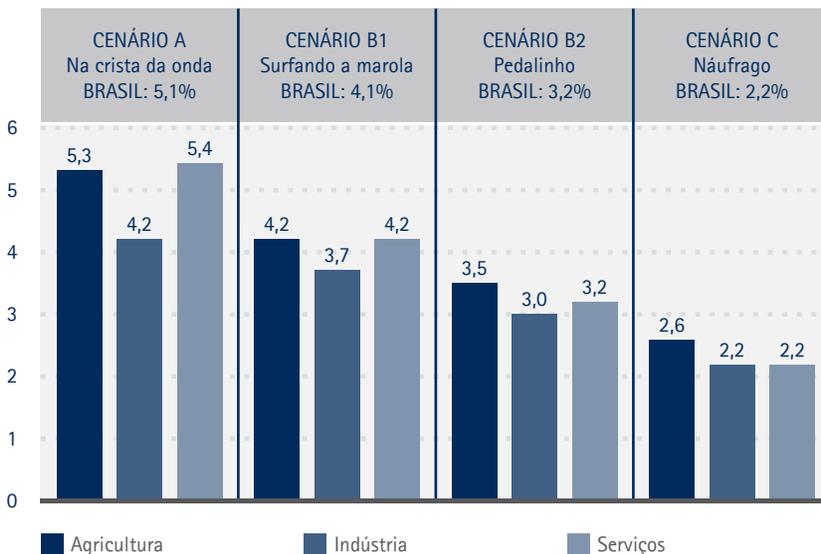


Elaboração: EPE

A composição dessas hipóteses para a evolução da estrutura produtiva em cada cenário com a expansão da economia como um todo permite estabelecer as taxas de crescimento do produto em cada setor, conforme indicado na Figura 1.9.

Figura 1.9: Cenários nacionais do Crescimento Setorial – Taxas médias de crescimento no período 2005-2030

(% ao ano)



Elaboração: EPE

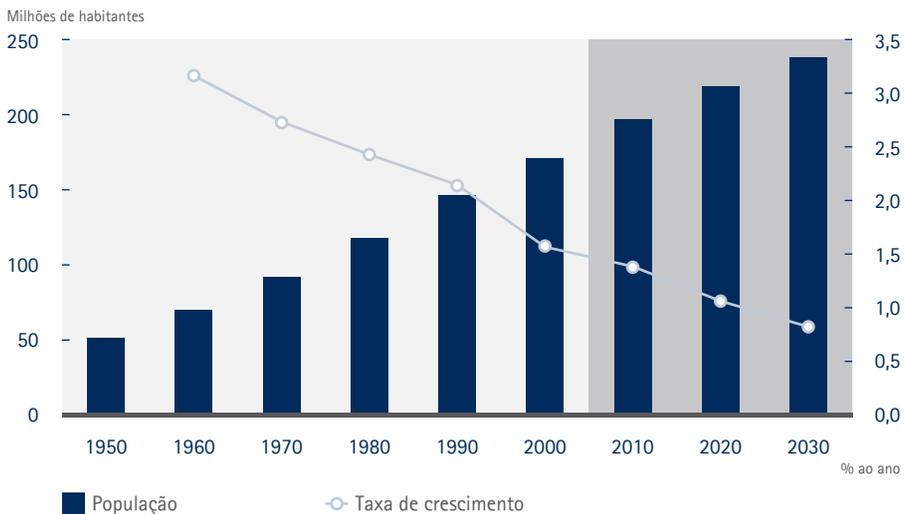
## 1.3 População

O crescimento demográfico afeta não só o tamanho como também a própria estrutura da demanda de energia, seja de forma direta (crescimento vegetativo), seja pelos impactos decorrentes ou associados ao crescimento econômico e ao desenvolvimento (por exemplo, alteração na distribuição da renda e redução das desigualdades regionais).

A taxa de crescimento demográfico considerada neste estudo tem por referência as mais recentes projeções do IBGE. Tais projeções indicam que a população brasileira em 2030 superaria 238 milhões de pessoas, perfazendo uma taxa de crescimento médio de 1,1% ao ano desde 2000. Interessa observar que a trajetória desse ritmo de crescimento é continuamente decrescente, como corroboram os últimos censos demográficos. Entre 2000 e 2010, estima-se uma taxa de expansão populacional de aproximadamente 1,4% ao ano. Essa taxa cai para 1,1% ao ano e 0,8% ao ano nos períodos 2010–2020 e 2020–2030, respectivamente. De qualquer modo, o contingente populacional brasileiro amplia-se entre 2005 e 2030 de mais de 53 milhões de pessoas, valor comparável atualmente à população da região Nordeste do país (cerca de 51 milhões), ou mesmo da Espanha (cerca de 40 milhões) e da França (cerca de 61 milhões).

A Figura 1.10 mostra a evolução da população e de sua taxa de crescimento desde 1950 (estatísticas censitárias) até o ano horizonte deste estudo. Na Tabela 1.4 é apresentada a repartição da população por região geográfica. Os fluxos migratórios afetam a distribuição espacial da população. Não por acaso, as regiões Norte e Centro-Oeste, vistas como as regiões de fronteira do desenvolvimento nacional, aumentam sua participação na população brasileira de 15,1%, em 2005, para 16,7%, em 2030.

Figura 1.10: Brasil - Crescimento Demográfico



Elaboração: EPE

**Tabela 1.4: Distribuição Regional da População Brasileira**  
(valores em milhões de habitantes)

	2005	2010	2020	2030
<b>BRASIL</b>	<b>185,4</b>	<b>198,1</b>	<b>220,1</b>	<b>238,5</b>
<b>CRESCIMENTO (% AO ANO)</b>	<b>-</b>	<b>1,3</b>	<b>1,1</b>	<b>0,8</b>
Região Norte	14,9	16,4	19,2	21,5
Região Nordeste	51,3	54,2	59,2	63,4
Região Sudeste	79,0	84,3	93,6	101,4
Região Sul	27,1	28,8	31,6	34,0
Região Centro-Oeste	13,1	14,4	16,5	18,2

Elaboração: EPE

Outra variável de interesse do ponto de vista demográfico é a taxa de urbanização da população brasileira, cuja evolução é apresentada na Tabela 1.5.

**Tabela 1.5: Taxa de Urbanização da População Brasileira**  
(%)

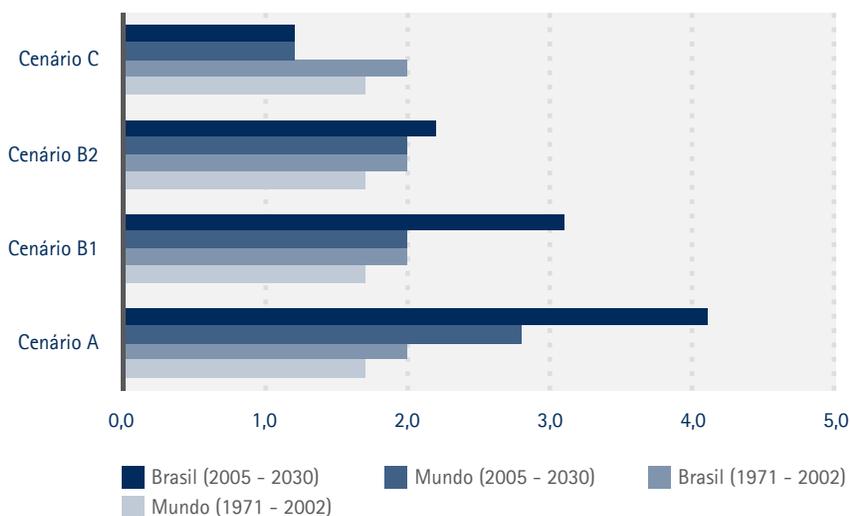
	2005	2010	2020	2030
<b>BRASIL</b>	<b>83,2</b>	<b>84,7</b>	<b>86,8</b>	<b>88,0</b>
Região Norte	71,7	73,2	75,3	76,4
Região Nordeste	71,6	73,7	76,7	78,5
Região Sudeste	91,8	92,8	94,1	94,9
Região Sul	83,7	85,7	88,3	89,7
Região Centro-Oeste	89,0	90,6	92,5	93,3

Elaboração: EPE

Combinando este cenário demográfico com as hipóteses formuladas para a expansão da economia, tem-se que a renda per capita no Brasil poderá evoluir, no período 2005–2030, entre 1,2% e 4,1% ao ano, dependendo do cenário econômico. Naqueles em que as políticas internas são implementadas de forma eficaz na direção do aproveitamento das vantagens comparativas importantes que o país apresenta e da remoção dos obstáculos ao desenvolvimento sustentado, a renda per capita cresce bem mais que a média dos últimos trinta anos, beneficiada também pela redução da taxa de expansão demográfica. Na Figura 1.11 apresenta-se a taxa de crescimento da renda per capita brasileira no período de análise, permitindo a comparação com a taxa média mundial<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> No cálculo da evolução da média da renda per capita média mundial, considerou-se o cenário de crescimento demográfico adotado pela Agência Internacional de Energia.

Figura 1.11: Crescimento da Renda per Capita



Elaboração: EPE

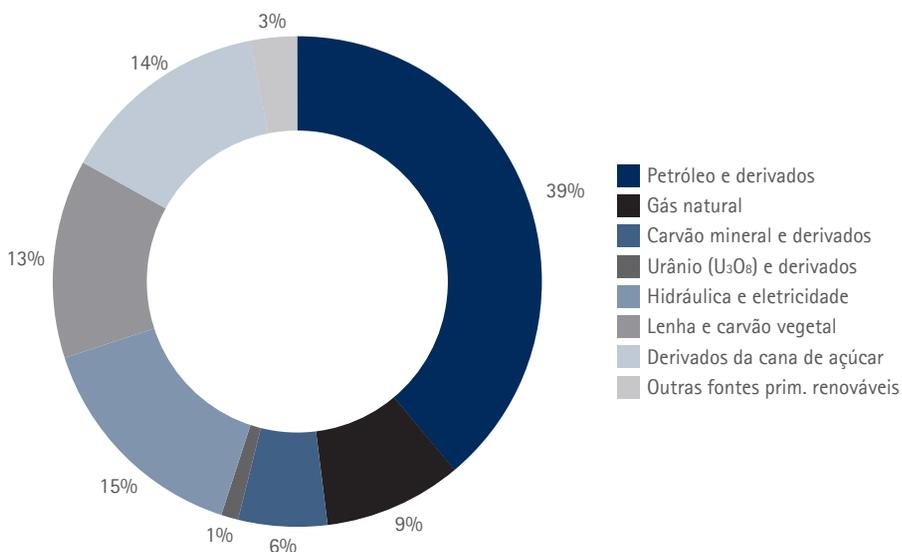
## 1.4 Contexto Energético

47

A busca das políticas mais apropriadas para tornar o planejamento energético eficaz requer que, inicialmente, se identifiquem os determinantes de maior relevância para a evolução do setor de energia dentro do horizonte estudado. A análise dos determinantes econômico-energéticos constitui-se em parte fundamental do processo de elaboração de estudos prospectivos. A evolução do contexto energético moldará a ambiência na qual os agentes do setor irão atuar e se posicionar estrategicamente. Dessa forma, a matriz energética de um determinado período reflete a interação das decisões correntes e passadas, tomadas pelos agentes setoriais dentro de um contexto energético específico.

O caso do petróleo é emblemático. A grande dependência da economia nacional em relação ao consumo de petróleo e derivados nos anos 70 provocou severos efeitos no balanço de pagamentos do país, já que boa parte desse consumo era atendida por importações. Em 1980, as importações líquidas de petróleo e derivados, de 44 milhões de tep, representavam quase metade da receita total de exportações do país. Diante de tal contexto, a política energética brasileira então adotada viria a moldar a atual matriz energética pelas iniciativas de substituição de derivados de petróleo por fontes energéticas nacionais (álcool da cana-de-açúcar, hidroeletricidade e carvão mineral, principalmente) e de incremento na exploração e produção doméstica de petróleo, com a intensificação dos esforços de prospecção *off-shore*. Sem dúvida, a redução do ritmo de crescimento econômico também teve um efeito sobre o crescimento do consumo de petróleo e derivados, mas a reversão da tendência de aumento de sua participação acabou se cristalizando e gerou, por exemplo, a oportunidade para que a participação de cana-de-açúcar e seus derivados na matriz energética de 2005 atingisse 14%, como indicado na Figura 1.12.

Figura 1.12: Estrutura da Oferta Interna de Energia no Brasil (2005)



Fonte: Balanço Energético Nacional 2006 (EPE, 2006)  
Elaboração: EPE

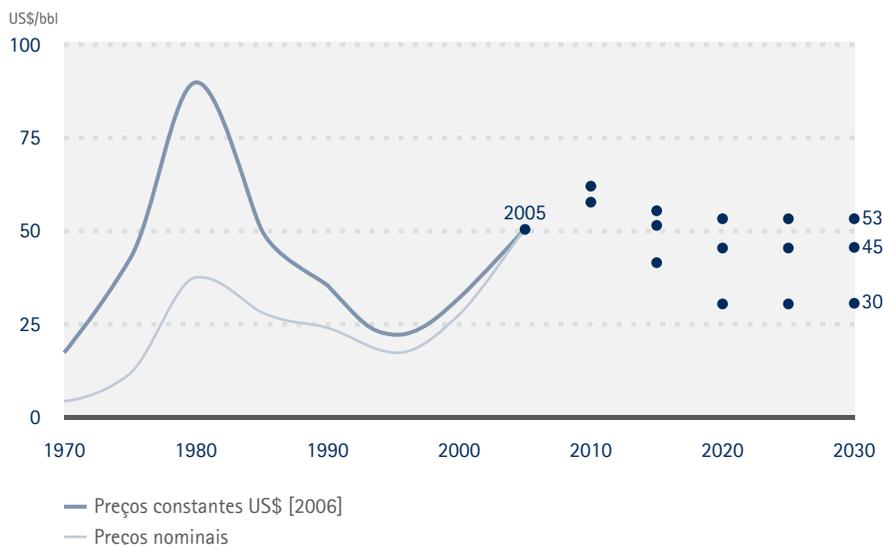
48

A análise do contexto atual da questão da energia no mundo sugere que entre os principais condicionantes da matriz energética brasileira ao final do horizonte de estudo do PNE 2030 estão os preços internacionais do petróleo e do gás natural, os impactos ambientais e o desenvolvimento tecnológico.

### Preços do petróleo

O cenário de evolução do preço do petróleo considerado no PNE 2030 reflete fundamentalmente o crescimento da demanda mundial de derivados, em especial da China e dos EUA, a capacidade de produção da OPEP, influenciada, notadamente, pelo grau de resolução da situação política no Oriente Médio, gargalos de logística (refino e transporte), a resposta mundial aos potenciais efeitos das emissões de derivados de petróleo e a formação de preços do petróleo nos mercados futuros. A Figura 1.13 mostra a evolução dos preços internacionais do barril de petróleo (a preços de 2006) no horizonte até 2030.

Figura 1.13: Evolução dos Preços Internacionais do Petróleo (tipo Brent)



Elaboração: EPE

A expectativa de evolução dos preços internacionais de petróleo é de queda em relação aos preços atuais, atingindo em 2030 um valor na faixa entre US\$ 30 a US\$ 53 por barril, a preços constantes. Após o pico atingido em 2006, de cerca de US\$ 67 (valores médios), o preço do barril reduz-se para cerca de US\$ 60 em 2010, caindo para um valor na faixa entre US\$ 30 e US\$ 53 ao final do horizonte. Tal evolução reflete os seguintes fatores:

- Solução gradual da situação de conflito no Oriente Médio;
- Crescimento mais moderado da demanda mundial de derivados, principalmente com a redução do ritmo do crescimento da economia chinesa após 2015;
- Efeito moderado da restrição de capacidade de produção da OPEP sobre os preços;
- Redução da volatilidade na formação dos preços no mercado futuro.

Considerou-se ainda que, mesmo frente a um movimento natural de elevação de custos,<sup>7</sup> a escassez relativa de recursos de petróleos leves é compensada pelo desenvolvimento e pelo investimento em capacidade de produção e na estrutura de refino, ambas balanceadas para atender às especificações ambientais e aos padrões de emissões.

Uma trajetória de preços mais elevados se justificaria em face dos efeitos ligados aos conflitos em áreas importantes de produção, de uma capacidade maior de a OPEP influir nos preços via restrição de produção ou, ainda, de ações especulativas nas bolsas internacionais de petróleo.

<sup>7</sup> Entre os fatores que podem elevar os custos estão: o acesso a recursos em locais e condições mais adversas, o aumento de custo dos insumos e tecnologias, o gargalo de logística (oleodutos, navios, sondas, etc.), e a falta de recursos necessários para impulsionar as novas descobertas e produção de novas áreas incluindo as do petróleo não-convencional.

Um menor crescimento econômico mundial, como visualizado no Cenário C, aliviaria as pressões de demanda e nesse caso, portanto, os preços poderiam seguir por uma trajetória mais baixa. Mas, mesmo em uma situação de crescimento econômico maior, uma disseminação mais acentuada de tecnologias poderia contribuir para a redução dos preços. De fato, pela importância do setor transportes na estrutura do consumo, uma maior penetração de veículos híbridos, por exemplo, tenderia a reduzir a demanda por derivados leves, mesmo em um cenário de aumento da renda e da capacidade de compra, principalmente nos mercados chinês e indiano. Em um cenário de menor pressão de demanda, a capacidade de produção de petróleo tende a superar o aumento do consumo, afastando riscos de insuficiência de suprimento.

A questão que se coloca então é de que forma a evolução dos preços internacionais do petróleo influencia o contexto energético futuro do Brasil. Certamente, o esforço doméstico de aumento de reservas e de produção de petróleo será recompensado na medida em que as cotações do petróleo permaneçam em níveis elevados nos próximos 25 anos, mesmo com a tendência esperada de baixa em relação ao patamar atual. Por outro lado, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos, o país conta, neste horizonte, com a consolidação de uma estratégia de fomento da energia renovável, já iniciada. Com isto, abre-se a perspectiva de que se acentue a queda relativa de participação do petróleo e seus derivados na oferta interna de energia no horizonte do estudo a partir do aumento da agroenergia, com uma nova fase de expansão do etanol da cana, e do incremento do biodiesel e do processo de produção de diesel a partir de óleos vegetais (H-bio), que devem deslocar a demanda de gasolina e diesel no setor transporte, em especial.

## 50

## Preços do gás natural

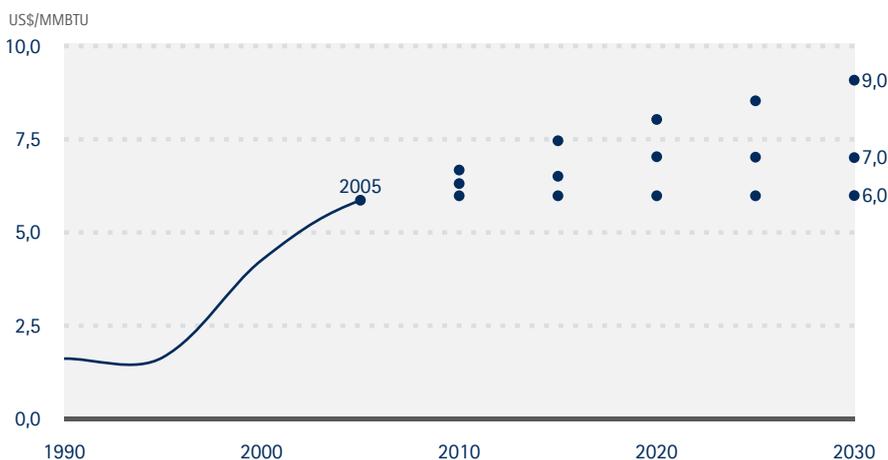
Historicamente, os preços do gás natural têm guardado uma estreita relação com os preços do petróleo. Essa referência se explicava pelo fato de a exploração do gás natural ter sido muito associada à produção de petróleo. Além disso, em razão da forma de distribuição, o gás não apresentava características de *commodity*, sendo então muito útil referenciar seus preços aos do petróleo. Por fim, o gás entrava na matriz principalmente em substituição ao óleo combustível. Contudo, esse quadro está se alterando e as indicações são de que o gás possa evoluir segundo uma trajetória própria, refletindo as características de seu mercado particular.

Contribuem para apoiar esse entendimento o uso do gás como energético preferencial e não-alternativo. De fato, as vantagens que esse energético apresenta em termos de redução de custos de manutenção, de maior facilidade de manuseio na indústria, de maior eficiência energética em muitos usos e de menores emissões de gases de efeito estufa criaram um mercado próprio para o gás natural. Além disso, cresce a produção de gás não-associado, produção em campos prospectados e explorados visando especificamente à produção do gás. Por fim, o advento do GNL, simplificando e flexibilizando a comercialização do produto, reforça a perspectiva de o gás tornar-se uma *commodity* e, como tal, passar a apresentar uma lógica de formação de preços própria.

A geopolítica do gás natural, porém, reproduz em grande parte a do petróleo, já que todos os países grandes produtores de petróleo possuem grandes reservas de gás natural. Em adição, os países que não são produtores de petróleo, mas possuem gás natural, não têm tampouco um histórico de evolução social, política e institucional que traga maior tranquilidade para esse mercado. Assim, na cenarização dos preços do gás natural estão presentes, basicamente, os mesmos condicionantes do caso do petróleo.

Nessas condições, para efeito dos estudos do PNE 2030 foram considerados também três cenários para evolução do preço deste energético, conforme indicado na Figura 1.14 (no gráfico, os valores do histórico referem-se ao preço *Henry Hub*, nos Estados Unidos, tomado como referência do mercado do Atlântico). A expectativa é que os preços internacionais do gás natural apresentem tendência de alta, podendo situar-se, por milhão de BTU, na faixa entre US\$ 6 e US\$ 9 ao final do horizonte.

Figura 1.14: Preços Internacionais do Gás Natural  
(US\$ de 2006)



Elaboração: EPE

## Meio ambiente

Pesar os ganhos do desenvolvimento econômico com os custos ambientais associados à implantação de projetos é um dos grandes desafios a ser enfrentado na expansão da oferta de energia. Sem dúvida, é no setor energético que esse dilema se encontra da forma mais evidente, não apenas no Brasil, mas no mundo.

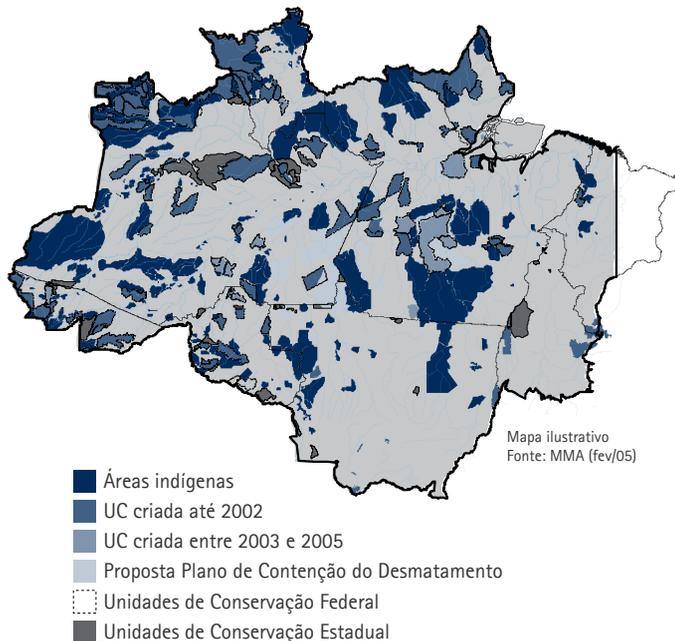
O país possui atualmente uma matriz energética considerada "limpa" pelos padrões internacionais. Isso decorre do uso intenso de recursos hidráulicos (15% da oferta interna) e do aproveitamento energético da cana (14%), entre outras fontes renováveis. Considerando a perspectiva de maior uso da eletricidade, tendência que se verifica no mundo e especialmente no Brasil, em face do estágio de desenvolvimento econômico do país, a manutenção dessa característica deve levar em conta a continuidade no aproveitamento do vasto recurso hidrelétrico ainda inexplorado. Ocorre que cerca de 70% do potencial hidráulico a ser aproveitado está na Amazônia e no Cerrado, biomas que cobrem aproximadamente dois terços do território nacional e nos quais se apresentam de forma muito nítida as discussões e as dificuldades na definição de políticas e práticas de manejo ambiental sustentável.

Além do impacto direto que o aproveitamento do potencial hidrelétrico causa no ambiente natural e no sócio-econômico (flora, fauna, populações, sítios arqueológicos, ocorrências minerais,

etc.), uma das questões que se inscreve no conjunto de desafios a ser enfrentado é, especialmente no caso da Amazônia, a concorrência das áreas onde se localizam tal potencial com áreas sob proteção legal, como o são as Terras Indígenas e as Unidades de Conservação. A Figura 1.15 apresenta um mapa ilustrativo da situação atual da região. Nele, as áreas coloridas indicam Terras Indígenas e Unidades de Conservação definidas no plano federal (há ainda áreas de conservação definidas ao nível dos Estados e dos Municípios). De acordo com o Plano Decenal de Expansão 2006-2015 – PDEE 2006-2015, 41% da área total da Amazônia já estão reservadas para esses dois tipos de ocupação, sendo 16% para unidades de conservação e 25% para Terras Indígenas.

A criação de novas unidades de conservação e áreas indígenas não está descartada, o que aumenta potencialmente os custos de transação associados a projetos de aproveitamento hidráulico. O PDEE registra a tendência de ampliação, sobretudo na Amazônia, dessas áreas. No início de 2006, decretos do governo federal aumentaram em 6,4 milhões de hectares as unidades de conservação no oeste do estado do Pará, com o propósito de encontrar uma solução para o grave quadro de conflitos fundiários e de degradação ambiental nessa região. Com isto, a Amazônia que, em 2003, contava com 30,7 milhões de hectares, passou a ter 45,8 milhões de hectares de unidades de conservação, o que significa um aumento de cerca de 50%, todas em áreas de conflito.

Figura 1.15: Áreas sob Proteção Legal na Amazônia



Ainda de acordo com o PDEE 2015, outras áreas importantes do ponto de vista sócio-ambiental são aquelas consideradas como prioritárias para conservação da biodiversidade, conforme classificação do Ministério do Meio Ambiente – MMA. As áreas classificadas como de importância

extremamente alta sinalizam que, possivelmente, serão transformadas em Unidades de Conservação. No Bioma Amazônico, 39% de sua área recebem esta classificação.

Esse contexto suscita uma abordagem de viabilização de projetos mais complexa do que no passado. No caso específico de empreendimentos hidrelétricos, essa abordagem deve compreender, entre outros aspectos:

- A efetiva integração da dimensão sócio-ambiental nos estudos de planejamento, desde os estudos de inventário das bacias hidrográficas, visando a busca de soluções que minimizem ou mitiguem os impactos provocados pelos projetos;
- A elaboração dos estudos de impacto sócio-ambiental com a qualidade necessária e de forma articulada com as demais áreas de planejamento (por exemplo: estudos energéticos, de engenharia, etc.);
- O reconhecimento das características específicas dos ecossistemas e das comunidades locais, incorporando tanto as diretrizes e estratégias da área ambiental, bem como as demais políticas públicas para o desenvolvimento regional;
- A promoção de ampla e permanente articulação com organismos ambientais (MMA, IBAMA, FUNAI, INCRA, órgãos de licenciamento nos planos estadual e municipal, etc.), Ministério Público e sociedade em geral;
- A busca de soluções alternativas de engenharia para áreas sensíveis (por exemplo: derivações para adução; rebaixamento da cota de reservatórios, reduzindo a área alagada; procedimentos operativos especiais; alteamento de torres; técnicas especiais de construção, etc.).

Outra preocupação relevante quanto aos impactos ambientais é o nível de emissões, especialmente de gases de efeito estufa, que a expansão da oferta de energia poderá provocar. Nesse aspecto, o Brasil dispõe de alternativas que se mostram aceitáveis. Entre elas incluem-se o etanol, o biodiesel, o uso de óleos vegetais na produção do diesel (H-Bio) e a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (cogeração a partir da biomassa, centrais eólicas, energia solar) ou não convencionais (resíduos urbanos), além da energia nuclear. Não obstante, o crescimento da demanda deverá ser muito grande nos cenários de maior crescimento econômico e, sendo assim, esforços adicionais na direção de aumentar a eficiência energética deverão ser, mais que desejados, necessários. Ainda assim, é de se esperar a expansão da geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, sobretudo no caso de serem impostas restrições ao aproveitamento do potencial hidrelétrico.

De fato, uma conta simples revela números expressivos quanto a emissões adicionais de gases de efeito estufa no caso de restrições ao desenvolvimento da energia hidráulica. Considerando o parque hidrelétrico instalado e as usinas para as quais já foram outorgadas concessão, o Brasil já aproveitou cerca de 30% de todo seu potencial hidrelétrico. Alternativas de expansão da oferta de eletricidade que considerem diferentes índices de aproveitamento do potencial hidrelétrico implicam em demandas diferenciadas para expansão do parque gerador elétrico. Assim, quanto menor o grau de aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro, maior a demanda pela instalação de usinas termoeletricas, com conseqüente impacto sobre as emissões de CO<sub>2</sub>.

## Desenvolvimento Tecnológico

O desenvolvimento tecnológico contribui significativamente para a superação de desafios ligados a um abastecimento energético confiável, eficiente, seguro, ambientalmente aceitável e econômico, em benefício da sociedade. Uma tecnologia que ofereça qualidade superior, mesmo a custos eventualmente mais elevados, pode mudar drasticamente o estilo de vida e a forma do uso de energia pela população. A larga difusão do uso de eletricidade a partir do final do século XIX, por exemplo, proporcionou mudanças significativas nos processos produtivos e no padrão de vida das pessoas. Por sua vez, as máquinas a vapor alimentadas por carvão estimularam a industrialização, enquanto os motores de combustão interna proporcionaram melhores condições de transporte.

Do lado da oferta, turbinas a gás aeroderivadas, operando em ciclo combinado, destacaram-se nos últimos anos como alternativa tecnológica na geração de energia elétrica, contribuindo para reduzir o crescimento da demanda de derivados de petróleo e de carvão e do nível de emissões de gases. Do lado da demanda, equipamentos mais eficientes têm sido recorrentemente colocados à disposição do mercado consumidor, contribuindo para uma maior eficiência energética e econômica.

Em termos prospectivos, o etanol, o carro híbrido, o carro elétrico, entre outros, são alternativas que se colocam para a oferta de energia no setor transportes. Na indústria, a substituição do óleo combustível e do carvão pelo gás natural se mostra como tendência forte, que, no entanto, pode ser afetada pelo aumento do preço do gás. Na geração de energia elétrica, novas tecnologias podem contribuir significativamente para a redução de emissões de CO<sub>2</sub>, com aumento de eficiência e redução de custos. Alinham-se entre essas alternativas a queima conjunta de carvão e biomassa, a adição de biogás ao gás natural, a captura e estocagem de CO<sub>2</sub>. Na área nuclear, avanços tecnológicos deverão contribuir para o tratamento e o manejo aceitável dos rejeitos radioativos. Na área de fontes renováveis, a contribuição da tecnologia se faz evidente no aumento da produtividade do uso da terra na produção da biomassa e na redução de custos da geração eólica. A escolha das alternativas dependerá, contudo, da disponibilidade de recursos, dos preços das fontes energéticas, das definições regulatórias, das restrições institucionais e dos custos das tecnologias.

Nesse contexto, o desenvolvimento tecnológico foi um dos determinantes para a escolha das fontes que irão compor a matriz energética nacional, no sentido de torná-la mais diversificada no horizonte do PNE 2030.

# 2

## **Projeções do Consumo Final de Energia**

Introdução

Projeções do Consumo Final

Aspectos metodológicos

Projeções

Elasticidade

Intensidade energética

Consumo Final por Fonte

Consumo Final por Setor

Eficiência Energética

## 2.1 Introdução

No período compreendido pelas últimas quatro décadas, o consumo final de energia no Brasil<sup>8</sup> cresceu à razão de 3,0% ao ano e apresentou importantes alterações estruturais.

Em 1970, o principal energético era a lenha, que atendia a 48% das necessidades brasileiras no uso final da energia. Nesse ano, os derivados do petróleo já respondiam por 36% da demanda, mas a eletricidade e os produtos da cana-de-açúcar não ultrapassavam, cada um, mais de 5,5% da matriz energética. A estatística do uso final do gás natural não era, então, significativa.

Entre 1970 e 1990, o consumo final de lenha reduziu-se à taxa de 2,9% ao ano, estabilizando-se desde então. O consumo de derivados de petróleo, após uma expansão espetacular nos anos 70, refletindo o *boom* econômico da época, estabilizou-se na década seguinte, como consequência dos choques nos preços do petróleo e da crise da economia nacional, mas voltou a crescer nos últimos 15 anos, na esteira do aumento da produção doméstica. A resposta nacional à crise energética dos anos 70 foi o incremento expressivo do consumo dos produtos da cana e da eletricidade, ao ritmo de 6,4% e 6,6% ao ano, respectivamente, entre 1970 e 2005.

Atualmente, os derivados de petróleo predominam na matriz do consumo final de energia (41%), o que se explica pela prevalência do modal rodoviário no setor de transporte. A eletricidade é a segunda forma de energia mais utilizada (19%). Produtos da cana constituem também um grupamento relevante (12%), como resultado da inserção do etanol nesta matriz através da sua adição à gasolina, do consumo na frota de veículos a álcool hidratado e, mais recentemente, com o advento dos veículos *flex fuel*. Por sua vez, o gás natural já atende a quase 6% da demanda final de energia. Já a lenha, embora ainda importante (10%) é, agora, apenas a quarta forma mais utilizada de energia na matriz.

A Tabela 2.1 apresenta as estatísticas do Balanço Energético Nacional que demonstram a evolução descrita.

Tabela 2.1: Evolução do Consumo Final de Energia no Brasil<sup>1</sup>

(milhares de tep)

	1970	1980	1990	2005	Δ% AO ANO 1970-2005
Derivados do petróleo	21.040	44.770	44.944	66.875	3,4
Eletricidade	3.231	10.189	18.123	31.103	6,7
Produtos da cana <sup>2</sup>	3.158	6.221	10.414	20.046	5,4
Lenha	28.345	21.862	15.636	16.119	- 2,9 <sup>3</sup>
Gás natural	3	320	1.385	9.411	14,5 <sup>4</sup>
Outros <sup>5</sup>	3.306	9.506	15.038	21.490	5,5
<b>TOTAL</b>	<b>59.083</b>	<b>92.868</b>	<b>105.540</b>	<b>165.044</b>	<b>3,0</b>

<sup>1</sup> Elaborado com base no Balanço Energético Nacional (EPE, 2006). Exclui consumo final do setor energético. <sup>2</sup> Inclui etanol. <sup>3</sup> Taxa no período 1970-1990.

<sup>4</sup> Taxa no período 1980-2005. <sup>5</sup> Outros: inclui carvão mineral (6,0% do consumo final em 2005).

Elaboração: EPE

<sup>8</sup> Neste capítulo, toda referência ao consumo final de energia se reporta ao consumo final energético, e exclui o setor energético. São considerados os efeitos da conservação de energia autônoma, excluindo, portanto, os efeitos da conservação induzida (maiores detalhes são apresentados na Seção 2.5 deste Relatório).

Como resultado dessa evolução, houve sensível redução na intensidade energética (relação entre o consumo de energia e o PIB) no período 1970-1980, evidenciando um ganho de eficiência explicado pela substituição da lenha por outros energéticos no uso final. Limitado o espaço dessa substituição, a intensidade energética voltou a subir, ainda que muito discretamente, a partir de 1990. Dentro de uma perspectiva de longo prazo, uma questão que naturalmente se coloca é a capacidade de a economia brasileira crescer com maior eficiência no uso da energia, portanto com redução da intensidade energética. A resposta a essa questão depende do cenário em que se inscreverá esse crescimento e das opções estratégicas que forem feitas para sustentar tal crescimento.

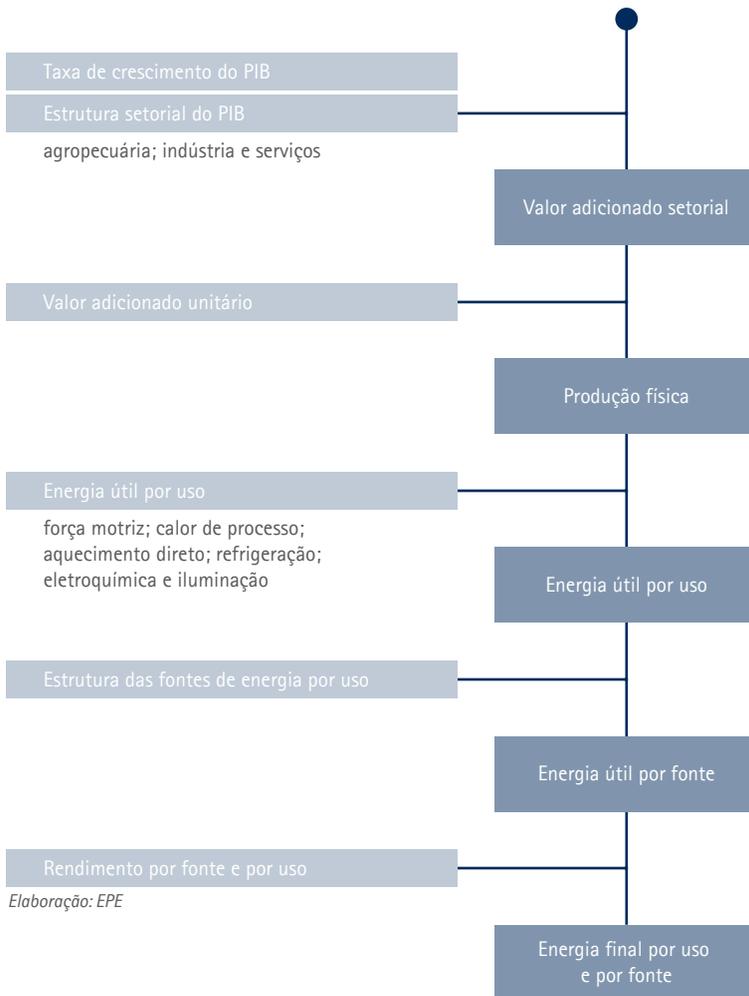
## 2.2 Projeções do Consumo Final

### Aspectos metodológicos

As projeções do consumo final de energia tomaram por referência inicial o ano de 2004. Em termos operacionais, o modelo de projeção partiu da estrutura setorial da economia definida em cada um dos quatro cenários macroeconômicos considerados, gerando como primeiro resultado o valor adicionado de cada setor na economia. Assim, a partir da definição da taxa de crescimento anual do PIB e do valor adicionado devido à indústria, serviços e agropecuária, foram determinadas as participações de cada um dos três grandes setores, além do respectivo valor adicionado (em unidades monetárias).

O valor adicionado de cada segmento é uma variável de entrada para a estimativa do consumo energético setorial, que por sua vez é estabelecido em termos da energia útil demandada por uso e para cada fonte. Observe-se que essa abordagem favorece a explicitação das hipóteses relacionadas à eficiência energética nos usos específicos da energia: uma vez definida a energia útil demandada em cada setor, projeta-se a energia final a partir das hipóteses formuladas para o rendimento de cada fonte no uso específico. A Figura 2.1 ilustra o modelo de projeção adotado.

Figura 2.1: Metodologia de Previsão do Consumo Final de Energia



Nesse processo, foram consideradas de um modo geral como variáveis independentes<sup>9</sup>:

- *Indicadores físicos da produção*, baseados na energia útil por forma de destinação e na produção física do segmento. Com isto, podem ser estabelecidas hipóteses tanto sobre a participação de cada energético no uso final de energia em certa destinação (por exemplo, para geração de calor de processo) quanto sobre ganhos tecnológicos de cada unidade produtiva (por exemplo, devido à penetração de uma nova tecnologia);

<sup>9</sup> Os setores residencial e transportes, em razão de suas especificidades, requereram adaptações no processo descrito.

- *Participação de uma fonte em uma destinação específica*, o que permite considerar as possibilidades de substituição de energéticos e o impacto de programas de incentivos governamentais ao uso de determinadas fontes energéticas;
- *Rendimentos de conversão de energia útil em energia final* ou consumos específicos de equipamentos e processos, variável que permite avaliar as possibilidades de ganhos de eficiência no consumo de energia, decorrentes da adoção de medidas de conservação que tanto podem incluir a melhoria nas práticas operacionais vigentes (por exemplo, condições de isolamento térmico de uma caldeira) quanto à penetração de tecnologias energeticamente mais eficientes;
- *Participação de cada tecnologia na produção de determinado produto*, variável que, associada às variáveis anteriores e ao indicador físico, permite avaliar os impactos de uma substituição tecnológica, explicitando as conseqüências das cadeias tecnológicas escolhidas.

Cumpra-se notar que alguns segmentos industriais, como cimento, papel e celulose, ferro-gusa e aço, química e outros produtos da metalurgia, foram objeto de maior grau de detalhamento, em função das características específicas dessas indústrias e da disponibilidade de dados.

## Projeções

A projeção do consumo final de energia não observará, por certo, a mesma trajetória em todos os cenários formulados. Naqueles em que, por hipótese, são favorecidos a disseminação tecnológica e o comércio internacional, os rendimentos da conversão de energia útil em energia final tendem a ser maiores. São cenários, portanto, que contemplam maior eficiência energética. Além disso, os cenários de maior crescimento econômico apresentam, intrinsecamente, maior eficiência alocativa e, portanto, maior eficiência global no uso dos fatores de produção, inclusive energia. Por outro lado, são cenários que consideram, também, melhoria na distribuição da renda, favorecendo, como no caso do consumo residencial, a expansão da posse de equipamentos. Isso significa que, embora mais eficientes, a quantidade de equipamentos em uso tende a ser maior, exercendo pressão para aumento da demanda.

O aumento da população e da renda também favorece a expansão do setor de serviços e de alguns segmentos industriais voltados para o mercado interno. É o caso dos setores alimentos e bebidas, cerâmica e cimento.

Em qualquer caso, mas especialmente na indústria capital intensiva, em geral grande demandante de energia (alumínio, siderurgia, papel e celulose, soda-cloro, petroquímica e ferro-liga), o crescimento do consumo nos primeiros dez anos do horizonte do PNE 2030 foi fortemente condicionado pelos planos de expansão setoriais conhecidos, cujas referências constam dos estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em elaboração pela EPE.

Nessas condições, a aplicação da metodologia descrita para cada cenário levou às projeções apresentadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2: Projeção do Consumo Final de Energia no Brasil

(milhões de tep)

**Consumo final em 2000: 144,8 milhões de tep**

	2010	2020	2030	$\Delta\%$ AO ANO 2000-2030	$\Delta\%$ AO ANO 2010-2030
<b>Cenário A</b>	207,3	309,3	474,0	4,0	4,2
<b>Cenário B1</b>	206,1	288,7	402,8	3,5	3,4
<b>Cenário B2</b>	206,3	267,9	356,3	3,0	2,8
<b>Cenário C</b>	200,0	243,6	309,3	2,6	2,2

*Elaboração: EPE*

Pode-se perceber que apenas nos Cenários A e B1, que combinam condições externas especialmente favoráveis com administração eficaz da economia doméstica, visualiza-se, após 2010, crescimento do consumo final de energia superior à média verificada nos últimos 35 anos (entre 2000 e 2004, a taxa foi de 3,0% ao ano). Apenas no Cenário A, de maior crescimento, a taxa nos últimos 20 anos do horizonte de análise é superior ao crescimento médio projetado entre 2000 e 2030, observando-se que este período compreende anos em que o crescimento econômico e, por extensão, o consumo de energia apresentaram taxas modestas.

**60**

Em qualquer caso, o esforço para atendimento à expansão da demanda deverá ser expressivo. Mesmo no Cenário C, visualiza-se um acréscimo de 144,3 milhões de tep entre 2005 e 2030, o que equivale a aproximadamente 90% do consumo final registrado no ponto de partida. No Cenário B1, em que a dinâmica de crescimento é apenas um pouco maior que a do histórico dos últimos 35 anos, o acréscimo no consumo final de energia desde 2005 é de 239,4 milhões de tep, ou o equivalente a 1,5 vezes o consumo atual do Brasil.

Registre-se que essas projeções já admitem um certo montante de eficiência energética, considerado, como se verá adiante, como progresso autônomo. Mesmo assim, a magnitude do crescimento da demanda impõe que se envidem esforços adicionais para lograr resultados ainda maiores na área da eficiência energética.

Outra observação importante é que, ao final do período, uma diferença continuada de um ponto percentual ao ano na taxa de crescimento da economia – por exemplo, entre os Cenários A e B1 (5,1% e 4,1% ao ano, respectivamente, entre 2005 e 2030) – resulta em um diferencial, em termos do consumo final de energia, de 71,2 milhões de tep, valor pouco inferior ao consumo de toda a indústria no ano de 2005.

**Elasticidade**

O comportamento do consumo de energia guarda estreita relação com o do PIB. Essa relação é tanto mais forte quanto maior o peso do segmento econômico. No Brasil, a despeito da defasagem tecnológica que ainda se observa em vários setores, o peso da indústria revela proporções comparáveis com as encontradas em muitos países industrializados. Na média dos últimos dez

anos, a indústria representa aproximadamente 31% das riquezas produzidas; no consumo final energético, responde por cerca de 39%<sup>10</sup>.

Por outro lado, o estágio de desenvolvimento da economia brasileira, as vocações econômicas e as vantagens comparativas que o país apresenta podem explicar porque, nos últimos 20 anos, o consumo de energia evoluiu a uma taxa superior à do PIB<sup>11</sup>.

A análise do comportamento do consumo de energia *vis-à-vis* a evolução do PIB sugere a existência de uma componente inercial que inibe o crescimento da demanda energética no caso de taxas de expansão elevadas do PIB. Por outro lado, essa mesma componente sustenta o crescimento da demanda de energia, mesmo em períodos de expansão econômica mais modesta, excetuando-se, naturalmente, períodos em que possam haver restrições ao consumo de energia. Isso sugere que, em cenários de crescimento econômico sustentado, devem ser esperadas taxas de expansão do consumo de energia próximas ou até menores do que as do PIB.

Outra observação relevante a respeito do comportamento do consumo de energia relativamente ao do PIB é que a relação entre o crescimento do consumo e o crescimento da economia, aqui chamada por elasticidade-renda do consumo de energia, tende a ser decrescente ao longo do tempo, principalmente no caso de cenários de desenvolvimento sustentado. Alinham-se entre os fatores que contribuem para isso:

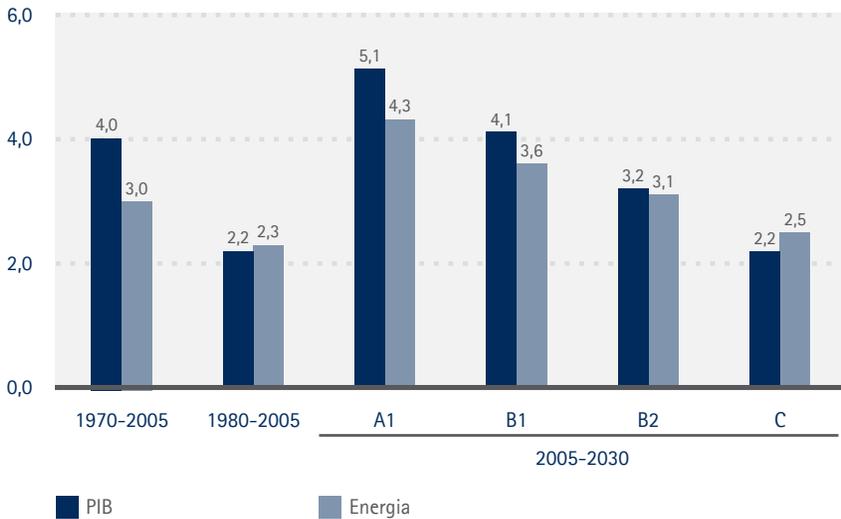
- Avanços tecnológicos, sejam os incorporados aos processos industriais, sejam os incorporados aos produtos;
- Ganhos de produtividade do capital e do trabalho;
- Incorporação de hábitos e processos na direção do uso mais eficiente da energia, substituição de energéticos por outro concorrente e mais eficiente em determinado uso.

A Figura 2.2 apresenta as taxas de crescimento do PIB e do consumo de energia, como foi aqui conceituada, calculada para cada cenário. A Figura 2.3 apresenta a evolução da elasticidade-renda no caso do Cenário B1. Ambas as situações demonstram que as projeções do consumo final de energia respondem às expectativas sugeridas pela análise teórica.

<sup>10</sup> Não considerando a participação do setor energético.

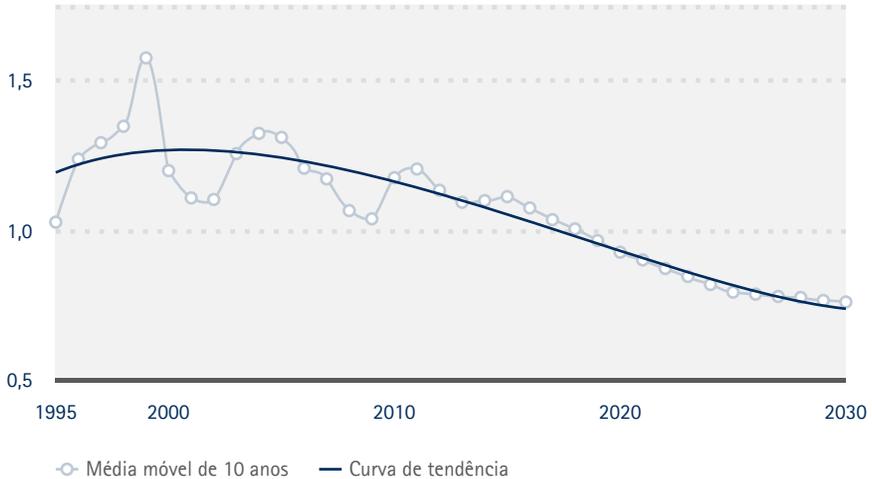
<sup>11</sup> Entre 1980 e 2000, o consumo final de energia cresceu a 2,2% ao ano, em média, enquanto o PIB evoluiu a 2,1% ao ano.

Figura 2.2: PIB e Energia. Taxas Médias de Crescimento



Elaboração: EPE

Figura 2.3: Elasticidade-renda do Consumo de Energia no Cenário B1



Elaboração: EPE

### Intensidade energética

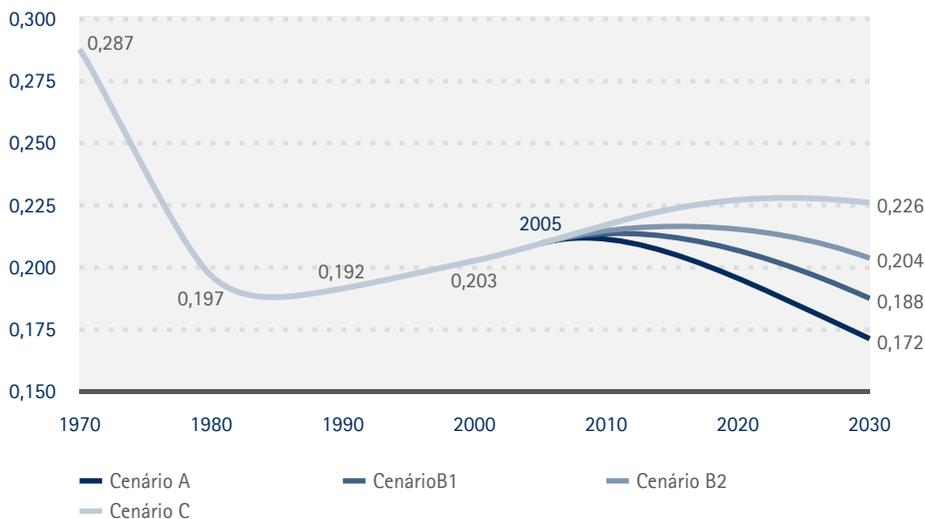
A intensidade energética relaciona diretamente o consumo de energia com o PIB. É expressa em tep/R\$ ou tep/US\$ e requer, para que se estabeleçam comparações minimamente consistentes, uma data à qual devem ser referenciados os valores do PIB. Influenciam a dinâmica da intensi-

dade energética no tempo basicamente os mesmos fatores que explicam o comportamento da elasticidade-renda. Assim é que, em uma perspectiva de longo prazo, deve-se esperar uma trajetória declinante desse parâmetro, sobretudo no caso dos cenários de maior crescimento.

Conforme pode ser visto na Figura 2.4, entre 1970 e 1980 houve uma queda expressiva na intensidade energética. Esse comportamento encontra explicação na substituição da lenha por outros energéticos mais eficientes, processo que praticamente está esgotado, de modo que não se devem esperar reduções tão grandes no horizonte prospectivo, ao menos em decorrência de substituição de energéticos no uso final. Embora tenha continuado a substituição da lenha nos anos 80, a incorporação, nesse período, de grandes indústrias energia-intensivas como a do alumínio, compensou em parte o movimento, de modo que a queda da intensidade foi relativamente pequena. Entre 1990 e 2000 houve, ao contrário, aumento na intensidade, o que não permite de imediato concluir que a economia brasileira perdeu eficiência do ponto de vista energético. O estágio de desenvolvimento do país e de sua indústria pode explicar esse comportamento.

Figura 2.4: Evolução da Intensidade Energética

tep/US\$ 1000 (2005)



Nota: exclusive consumo do setor energético e transformação  
Elaboração: EPE

No período 2000–2010, a influência de um período já realizado e das condicionantes de expansão do consumo de energia até 2010, já tomadas as decisões de expansão das plantas industriais, em processo relativamente autônomo dos cenários formulados, explicam a tendência de alta da intensidade energética. Espera-se, contudo, que após 2010 se esteja livre da influência maior desses fatores e que prevaleçam, a partir de então, as características de cada cenário formulado. A reversão da tendência de crescimento da intensidade energética ocorre, assim, em todos os cenários, variando apenas o momento em que se observa tal reversão.

Assim, nos cenários de maior crescimento econômico é lícito esperar que essa tendência se reverta mais cedo. Os resultados indicam que apenas no Cenário C, que reproduz a dinâmica de baixo crescimento econômico dos últimos 20 anos, a intensidade poderá atingir, em 2030, um valor maior do que o registrado no ano 2000. Mesmo assim, esse cenário contempla a estabilização do crescimento da intensidade a partir de 2020.

## 2.3 Consumo Final por Fonte

A diretriz básica, intrinsecamente considerada na projeção do consumo final de energia, foi priorizar o uso de energia renovável. Assim, em todos os cenários poderá se perceber o crescimento do biodiesel e do etanol, tomando lugar dos combustíveis líquidos derivados do petróleo, especialmente os derivados médios (diesel) e leves (gasolina). Ainda no caso da produção do diesel, os cenários contemplam a entrada de óleos vegetais como fonte primária de energia (biodiesel e processo H-Bio). Na geração de eletricidade, também crescem as participações de fontes primárias renováveis como eólica e biomassa e surge, inclusive, o aproveitamento de resíduos urbanos para geração.

Nessas projeções, as diferenças básicas entre os cenários se devem a externalidades que podem afetar a concorrência entre os energéticos e/ou estabelecer exigências na direção da minimização dos impactos ambientais. Assim é que nos Cenário A e B1, especialmente no primeiro, as pressões de demanda tendem a elevar os preços do petróleo no mercado internacional, criando condições para viabilizar fontes energéticas renováveis. Não por acaso, estima-se nesses casos maior penetração do biodiesel. Na mesma direção, podem contribuir para o avanço das fontes energéticas renováveis os acordos multilaterais na área ambiental, dos quais a Convenção Global sobre Mudanças Climáticas e o Protocolo de Quioto são exemplos.

Contudo, a pressão de demanda, que se observa nos cenários de maior crescimento econômico, tende a mascarar esse processo de substituição dos energéticos tradicionais por outros renováveis ou não convencionais. De fato, mesmo considerando um aumento da eficiência no uso final da energia, a demanda nos cenários de maior crescimento é tão mais alta que a substituição entre energéticos não equilibra o balanço entre oferta e demanda de energia, razão pela qual a dinâmica de crescimento da demanda dos diversos energéticos nem sempre se diferencia muito entre os cenários.

As tendências gerais consideradas no PNE 2030 foram:

- Aumento da eletrificação;
- Maior penetração do gás natural, em substituição ao óleo combustível, principalmente na indústria;
- Maior penetração dos combustíveis líquidos renováveis (etanol e biodiesel) em substituição a derivados do petróleo, usados principalmente nos setores agropecuário e de transportes;
- Crescimento do uso do carvão mineral, como reflexo, principalmente, da expansão do setor siderúrgico;

- Crescimento residual da lenha e do carvão vegetal, como evidência do virtual esgotamento do processo de substituição ocorrido no final do século passado e limitado aos usos cativos e controlados desses energéticos, respectivamente.

A Tabela 2.3 resume as projeções do consumo final de energia por fonte para cada um dos cenários macroeconômicos considerados.

Nessas condições, em 2030, os derivados do petróleo devem permanecer na liderança da matriz do consumo final de energia, ainda que sua participação caia para algo entre 35% e 37%, dependendo do cenário, lembrando que uma parcela do diesel será oriunda do processamento de óleos vegetais (H-Bio). A eletricidade consolida-se como segunda forma de energia mais utilizada, com sua participação elevando-se para a faixa de 22% a 24%. Produtos da cana também ganham participação, em razão do crescimento do etanol (para 14%), e o gás natural tende a responder por aproximadamente 8% do consumo final de energia. O biodiesel, dependendo do cenário, surge com participação de 1% a 2,5% do total. A Figura 2.5 apresenta a repartição do consumo final de energia por fonte para o Cenário B1.

Tabela 2.3: Projeções do Consumo Final de Energia

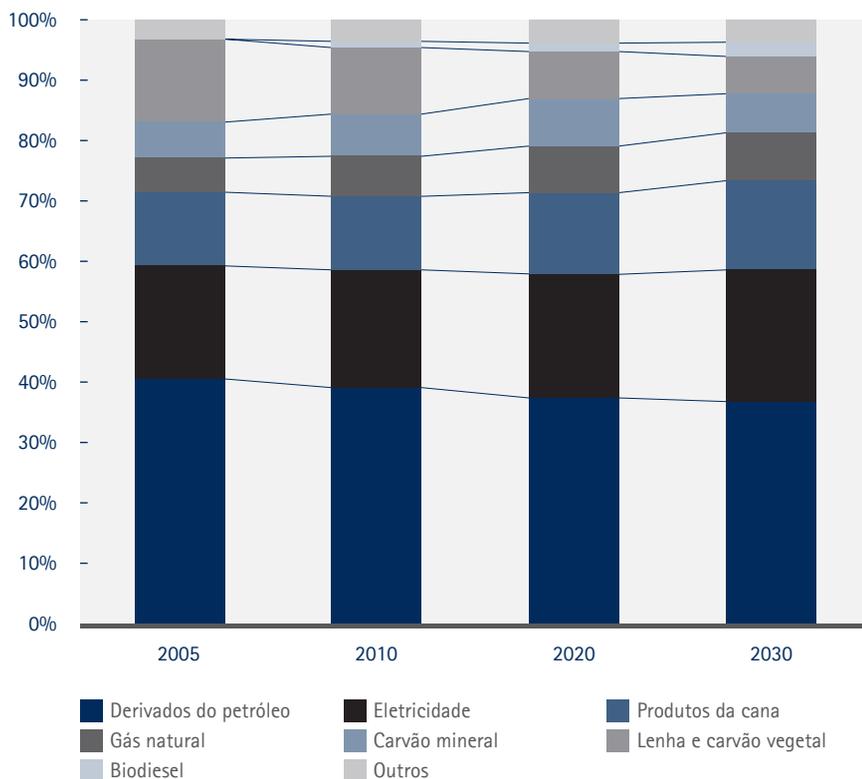
(milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005-2030
<b>CENÁRIO A</b>	<b>165.044</b>	<b>207.334</b>	<b>309.268</b>	<b>474.014</b>	<b>4,3</b>
Derivados do petróleo	66.875	81.055	113.667	166.318	3,7
Eletricidade	31.103	40.840	64.11	106.947	5,1
Produtos da cana	20.046	26.190	41.872	69.105	5,1
Gás natural	9.411	14.256	24.319	40.069	6,0
Carvão mineral	9.938	14.680	25.756	35.297	5,2
Lenha e carvão vegetal	22.367	20.743	23.669	27.094	0,8
Biodiesel <sup>1</sup>	-	2.144	4.155	10.764	8,4
Outros	5.304	7.425	11.720	18.420	5,1
<b>CENÁRIO B1</b>	<b>165.044</b>	<b>206.149</b>	<b>288.663</b>	<b>402.821</b>	<b>3,6</b>
Derivados do petróleo	66.875	81.784	109.593	150.613	3,3
Eletricidade	31.103	40.346	58.618	85.325	4,1
Produtos da cana	20.046	25.087	39.240	60.289	4,5
Gás natural	9.411	13.756	22.259	32.645	5,1
Carvão mineral	9.938	14.338	22.850	26.349	4,0
Lenha e carvão vegetal	22.367	22.792	22.811	25.174	0,5
Biodiesel <sup>1</sup>	-	2.115	4.019	9.715	7,9
Outros	5.304	5.932	9.274	12.711	3,6
<b>CENÁRIO B2</b>	<b>165.044</b>	<b>206.328</b>	<b>267.925</b>	<b>356.285</b>	<b>3,1</b>
Derivados do petróleo	66.875	81.521	100.032	128.914	2,7
Eletricidade	31.103	39.804	55.644	80.927	3,9
Produtos da cana	20.046	25.231	35.701	52.619	3,9
Gás natural	9.411	13.458	19.707	27.994	4,5
Carvão mineral	9.938	14.883	21.933	25.532	3,8
Lenha e carvão vegetal	22.367	22.942	23.965	25.861	0,6
Biodiesel <sup>1</sup>	-	1.371	2.633	3.299	4,5
Outros	5.304	7.117	8.311	11.139	3,0
<b>CENÁRIO C</b>	<b>165.044</b>	<b>200.013</b>	<b>243.649</b>	<b>309.283</b>	<b>2,5</b>
Derivados do petróleo	66.875	77.400	89.547	113.131	2,1
Eletricidade	31.103	38.858	51.420	72.832	3,5
Produtos da cana	20.046	25.274	31.267	38.509	2,6
Gás natural	9.411	13.007	17.867	24.352	3,9
Carvão mineral	9.938	14.354	20.602	23.695	3,5
Lenha e carvão vegetal	22.367	22.890	22.983	24.380	0,3
Biodiesel <sup>1</sup>	-	1.280	2.364	2.993	4,3
Outros	5.304	6.951	7.599	9.391	2,3

<sup>1</sup> Taxa de crescimento com base no período 2010-2030.

Elaboração: EPE

Figura 2.5: Evolução da Participação das Fontes no Consumo Final de Energia (Cenário B1)



Elaboração: EPE

## 2.4 Consumo Final por Setor

Como descrito anteriormente, a projeção do consumo final de energia baseou-se no crescimento do valor adicionado de cada segmento, sendo o consumo setorial calculado em termos da energia útil demandada. Isso permitiu que fossem introduzidos novos parâmetros de eficiência no uso energético e, conseqüentemente, calibrados os coeficientes de intensidade energética. A aplicação do modelo de projeção resultou nos dados agregados por setor, apresentados na Tabela 2.4 para cada um dos cenários considerados.

Como pode ser observado, a demanda de energia final varia entre 309 milhões de tep no Cenário "C" e 474 milhões de tep, no Cenário "A". Essa evolução de consumo de energia reflete, em grande medida, a trajetória de crescimento econômico associada ao respectivo cenário, com distintas estruturas de participação relativa de cada um dos setores.

É conveniente destacar que, refletindo as hipóteses de trabalho formuladas, o setor de serviços ganha participação relativa no PIB, em todos os cenários, maior nos cenários de maior cresci-

mento econômico. Assim, ainda que estes resultados expressem contextos próprios presentes em cada cenário econômico, em linhas gerais, o consumo de energia devido aos setores comercial/público apresenta crescimento superior à média nacional.

Tabela 2.4: Projeções do Consumo Final de Energia – Setores

(milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005–2030
<b>CENÁRIO A</b>	<b>165.044</b>	<b>207.334</b>	<b>309.268</b>	<b>474.014</b>	<b>4,3</b>
Agropecuário	8.358	10.985	17.443	28.602	4,6
Comercial/Público	8.904	11.338	18.406	34.046	5,5
Transportes	52.459	65.783	95.794	151.856	4,3
Industrial	73.496	96.787	147.349	217.186	4,4
Residencial	21.827	22.442	30.278	42.327	2,7
<b>CENÁRIO B1</b>	<b>165.044</b>	<b>206.149</b>	<b>288.658</b>	<b>402.821</b>	<b>3,6</b>
Agropecuário	8.358	10.456	14.997	21.339	3,8
Comercial/Público	8.904	11.165	16.430	26.955	4,5
Transportes	52.459	65.898	92.655	139.119	4,0
Industrial	73.496	94.791	135.357	174.948	3,5
Residencial	21.827	23.839	29.223	40.461	2,5
<b>CENÁRIO B2</b>	<b>165.044</b>	<b>206.328</b>	<b>267.925</b>	<b>356.285</b>	<b>3,1</b>
Agropecuário	8.358	10.455	13.298	17.751	3,1
Comercial/Público	8.904	11.178	15.113	23.089	3,9
Transportes	52.459	66.172	84.589	115.863	3,2
Industrial	73.496	94.690	123.481	156.412	3,1
Residencial	21.827	23.834	31.446	43.172	2,8
<b>CENÁRIO C</b>	<b>165.044</b>	<b>200.013</b>	<b>243.649</b>	<b>309.283</b>	<b>2,5</b>
Agropecuário	8.358	9.609	12.095	15.796	2,6
Comercial/Público	8.904	10.745	14.023	20.024	3,3
Transportes	52.459	63.900	74.845	95.315	2,4
Industrial	73.496	92.513	113.426	138.669	2,6
Residencial	21.827	23.247	29.260	39.480	2,4

Elaboração: EPE

Movimento oposto é observado na participação da indústria como um todo e, em especial, dos segmentos industriais energia-intensivos. Tendências que também merecem destaque – com ritmo mais acelerado em cenários de maior crescimento econômico – incluem tanto a maior velocidade de penetração do gás natural nos setores industrial e comercial/público, como tam-

bém a introdução de tecnologias e práticas de uso eficiente da energia, fatores que acabam por impactar a elasticidade-renda do consumo de energia tanto em nível global, como em nível de cada um dos setores avaliados.

Refletindo o ritmo de crescimento da atividade agropecuária no país em todos os cenários, a expansão do consumo de energia nesse setor também é maior ou igual à média geral do país. A despeito do uso mais eficiente de energia, esse acelerado crescimento da demanda se justifica pela crescente mecanização da lavoura e maior disseminação da eletricidade para irrigação.

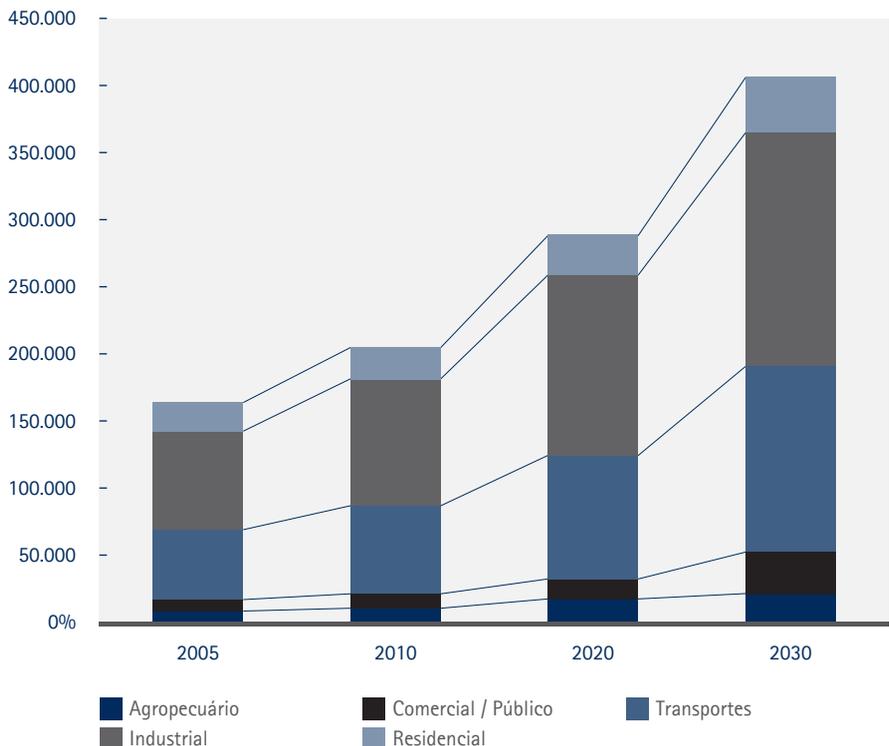
Destaque-se, também, que o consumo do setor residencial apresenta em todos os cenários, taxas de crescimento inferiores à média nacional, embora haja expansão da renda per capita. Esse comportamento pode ser atribuído ao aumento da eficiência no uso da energia, em especial à maior penetração de equipamentos elétricos e à substituição de insumos menos eficientes como lenha no setor, que compensam a ampliação do número de equipamentos consumidores nas residências.

Finalmente, no setor de transportes, o crescimento da demanda se explica pela posse de veículos de passeio, maior em cenários de maior crescimento econômico, onde a renda per capita da população e o acesso ao crédito é mais facilitado. Observe-se que não se considerou alteração estrutural relevante nos modais de transporte. Políticas públicas no sentido de incentivar o transporte ferroviário ou aquaviário poderiam resultar em menor expansão relativa da demanda de energia no setor, pela maior eficiência desses modais por tonelada-quilômetro de carga transportada.

A Figura 2.6 mostra a evolução do consumo final dos diversos setores.

Figura 2.6: Evolução do consumo energético setorial (Cenário B1)

(milhares de tep)



Elaboração: EPE

## 2.5 Eficiência Energética

A projeção da eficiência no uso da energia reconheceu a existência de dois tipos de movimento. Um deles refere-se à dinâmica natural de aumento da eficiência: esse movimento foi aqui denominado por **progresso autônomo**. Os indutores dessa eficiência incluem tanto ações intrínsecas a cada setor – como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais –, quanto motivadas por programas e ações de conservação já em uso no país. O outro refere-se à instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas. Esse movimento foi aqui denominado por **progresso induzido**. Por hipótese de trabalho, a conservação induzida foi considerada apenas no consumo de energia elétrica e será abordada em maior detalhe no Capítulo 6.

Ademais, os montantes de conservação de energia final estimados estão determinados tanto pelas linhas gerais qualitativas de cada cenário, quanto pelas diferenças entre eles, no nível de atividade setorial.

Para efeito da projeção da conservação de energia na ótica do progresso autônomo tomou-se por base a evolução da energia útil e da energia final em cada setor, por tipo de uso (força mo-

triz, aquecimento e refrigeração, calor de processo e iluminação), sendo referência para essas estimativas o Balanço de Energia Útil – BEU, do Ministério de Minas e Energia, e o Balanço Energético Nacional – BEN.

A Tabela 2.5 apresenta as variáveis de projeção de demanda de energia consideradas na cenarização da eficiência energética.

Em razão do seu porte no consumo total de energia final, destacam-se como mais expressivos, os setores industrial e de transportes, que respondem, em todos os cenários, por parcela superior a 80% da eficiência energética considerada.

No setor industrial contribuem para os ganhos de eficiência, principalmente, o seguinte conjunto de medidas<sup>12</sup>:

- Na indústria química, a velocidade de penetração do gás natural deslocando energéticos como a lenha e o óleo combustível, seja na geração de vapor em caldeiras, seja pelo aumento da capacidade instalada de cogeração a gás natural. Além disso, no segmento de soda-cloro, o ganho de participação de tecnologias ambientalmente menos impactantes, como a tecnologia de membranas, contribui para melhoria na eficiência da indústria química como um todo;
- Na produção de alumínio, a gradual expansão de plantas baseadas na tecnologia de anodos pré-cozidos, gerando como resultado a melhoria de rendimento no uso de eletricidade para uso eletroquímico;

Tabela 2.5: Variáveis de projeção de demanda de energia

SETOR/SEGMENTO	PRINCIPAIS VARIÁVEIS POR SETOR/SEGMENTO
Agropecuário	Rendimento do uso de óleo diesel e eletricidade para força motriz
Indústria	
Ferro-gusa e aço	Participação de tecnologias e rendimentos de conversão por etapa do processo (redução, aciaria e laminação)
Cimento	kcal/kg de clínquer
Alumínio	% dos processos de produção (APC <sup>1</sup> e Sodeberg)
Química	Rendimento energético por fonte e serviço energético <sup>2</sup> ; % da cogeração a gás natural; % das tecnologias de produção de soda-cloro (células de amálgama de mercúrio, diafragma e membrana)
Papel e celulose	Consumo específico de energia térmica e elétrica para produção de celulose; consumo específico de energia térmica e elétrica para produção por tipo de papel
Demais setores <sup>3</sup>	Rendimento energético por fonte e serviço energético
Residencial	Consumo específico de eletricidade por uso final

<sup>1</sup>Anodos pré-cozidos. <sup>2</sup>Compreende a seguinte desagregação: calor de processo, aquecimento direto, força motriz, iluminação, eletroquímica e outros usos, conforme abertura disponível no Balanço de Energia Útil. <sup>3</sup>Inclui os seguintes agrupamentos de indústrias: Alimentos & bebidas, Cerâmica, Mineração & pelletização, Ferro-ligas, Têxtil, Outras indústrias, Não ferrosos (exclusive produção de alumínio). Inclui ainda os setores comercial e público.

Elaboração: EPE

<sup>12</sup> Relacionam-se aqui os fatores que respondem pela maior parcela do potencial de conservação de energia estimado o que, porém, não significa que somente nestas indústrias se concentre esta estimativa.

- Na siderurgia brasileira, cuja contribuição se dá principalmente no montante de eletricidade conservada, resultando de dois efeitos atuando simultaneamente: a elevação dos rendimentos em equipamentos de uso final e a maior participação de determinadas tecnologias de produção eficientes no uso de energia;
- Na indústria cerâmica, a substituição parcial do consumo de óleo combustível e lenha por gás natural, ainda que observando restrições locais de oferta de gás e a competitividade econômica do gás natural em relação à lenha;
- No setor industrial como um todo, pela distinta velocidade de penetração do gás natural e do incremento de eficiência gradual por indução da lei de eficiência energética, que define o perfil da reposição tecnológica de motores no país.

No setor de transportes também se consideram ganhos expressivos de eficiência no longo prazo atribuídos à contínua melhoria de rendimento dos veículos em geral, em especial os de passeio. A extensão da melhoria do consumo específico de veículos de passeio se relaciona intimamente à expansão da frota automotiva no país, o que, em última instância, segue a melhoria da renda per capita no país. Em adição, admitiu-se um efeito de gradual redução da participação do transporte rodoviário de cargas no país, reconhecendo-se que, conforme já observado, resultados mais expressivos possam ser obtidos a partir da implementação de políticas públicas orientadas para privilegiar o transporte de cargas ferroviário e aquaviário.

Também merece destaque o aumento da participação do setor comercial no total de energia conservada, motivado pela crescente participação deste setor na economia. Na mesma linha, o aumento da renda per capita atua como indutor da conservação no setor residencial na medida do aumento da posse de equipamentos mais eficientes.

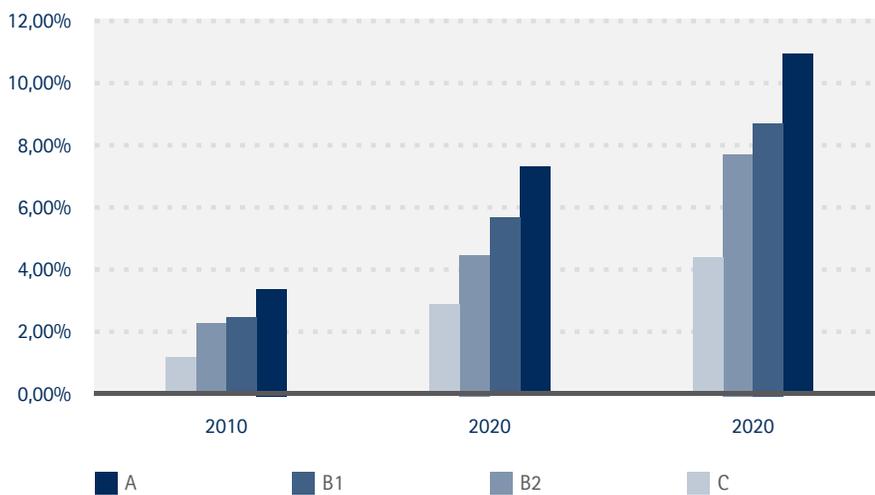
**72**

Ressalta-se que os números aqui apresentados podem ser considerados relativamente modestos quando se tem em vista o potencial técnico da conservação, especialmente no caso da eletricidade. Em particular, registre-se que a abordagem metodológica adotada se baseou nas informações do BEU, que consideram a eficiência em nível muito agregado, referenciado aos equipamentos de uso final.

Nessas condições, foi projetada a eficiência energética intrinsecamente considerada em cada cenário, sendo os valores considerados resumidos na Tabela 2.6. A Figura 2.7 permite comparar as hipóteses de conservação (progresso autônomo) assumidas em cada cenário.

Figura 2.7: Energia Final Conservada por Cenário

(% do consumo final)



Elaboração: EPE

Tabela 2.6: Eficiência Energética por Setor – Progresso Autônomo

(% do consumo final)

	2010	2020	2030
<b>CENÁRIO A</b>	<b>3,4%</b>	<b>7,3%</b>	<b>10,9%</b>
Agropecuário	1,5%	5,8%	10,1%
Comercial/Público	0,8%	8,0%	8,0%
Transportes	5,7%	7,1%	13,1%
Industrial	2,4%	7,9%	10,7%
Residencial	2,5%	6,7%	8,0%
<b>CENÁRIO B1</b>	<b>2,5%</b>	<b>5,7%</b>	<b>8,7%</b>
Agropecuário	0,8%	3,3%	6,0%
Comercial/Público	0,6%	5,1%	5,8%
Transportes	4,2%	6,9%	12,1%
Industrial	2,1%	5,8%	7,9%
Residencial	1,2%	3,4%	4,1%
<b>CENÁRIO B2</b>	<b>2,3%</b>	<b>4,5%</b>	<b>7,7%</b>
Agropecuário	0,6%	2,6%	4,6%
Comercial/Público	0,4%	4,3%	4,7%
Transportes	4,2%	6,6%	12,0%
Industrial	1,5%	3,8%	6,0%
Residencial	1,2%	3,3%	3,9%
<b>CENÁRIO C</b>	<b>1,2%</b>	<b>2,9%</b>	<b>4,4%</b>
Agropecuário	0,3%	1,2%	2,0%
Comercial/Público	0,2%	2,9%	3,3%
Transportes	1,3%	3,5%	5,9%
Industrial	1,4%	3,0%	4,2%
Residencial	0,9%	2,5%	3,4%

Elaboração: EPE

# 3

## **Petróleo e derivados**

Introdução

Recursos e Reservas Nacionais

Produção Doméstica  
e Consumo de Petróleo

Consumo de Derivados

**Óleo Diesel**

Projeção da demanda

H-Bio

Biodiesel

**Refino**

Situação atual e perspectivas  
no curto prazo

Expansão da capacidade a  
longo prazo

Evolução da Estrutura

**Meio Ambiente**

### 3.1 Introdução

O petróleo é conhecido desde o início das civilizações. Mas foi na segunda metade do século XIX, com o desenvolvimento das técnicas de extração, que se ampliou significativamente a produção de óleo. Com o advento dos motores a combustão interna no final daquele século, aumentou o consumo de derivados, dando lugar a uma grande expansão da capacidade e complexidade das refinarias durante todo o século XX, quando o petróleo se tornou a principal fonte de energia primária do planeta. Em 1973, conforme dados da Agência Internacional de Energia, o petróleo representava 45% da oferta de energia primária mundial. Os choques de preços, na década de 70, a preocupação crescente com os impactos ambientais, em especial com a questão do clima, e o avanço tecnológico viabilizando economicamente outras formas de energia primária foram determinantes na redução dessa participação para 34% em 2004, segundo a mesma fonte. Em termos prospectivos, todos os fatores que contribuíram para esse deslocamento na demanda de petróleo devem permanecer e, mesmo, ser reforçados. Ainda assim, o petróleo deverá manter a posição de liderança, respondendo por 35% da demanda mundial por energia primária em 2030.

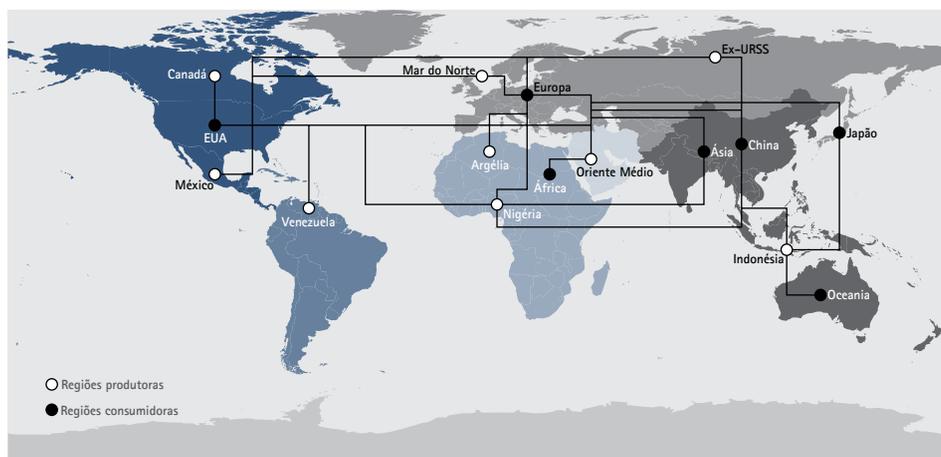
A questão geopolítica talvez seja uma das faces mais complexas e relevantes do setor do petróleo. De fato, quando se observa o perfil da distribuição mundial do consumo de petróleo, percebe-se uma inversão em relação ao que ocorre na distribuição espacial das reservas. Reservas e produção concentram-se atualmente em países não desenvolvidos, notadamente Oriente Médio, com as exceções do Canadá, Rússia e Mar do Norte (Reino Unido e Noruega), sendo que os campos nessa região já se encontram em declínio. Já o consumo está concentrado nos países que compõem a OCDE, industrializados e desenvolvidos, embora se observe crescimento significativo, nos últimos anos, do consumo em países da Ásia e do Pacífico. É para essas regiões que se direcionam os fluxos físicos de petróleo, conforme indicado na Figura 3.1. Dada a importância do petróleo na matriz energética mundial, essa situação é potencialmente conflituosa e está na raiz de várias crises, nem sempre resolvidas pelos caminhos do entendimento.

**76**

De acordo com *British Petroleum*, em 2005, os Estados Unidos concentraram 27% do volume total das importações do mundo daquele ano e a Europa aproximadamente 28%. No mesmo ano, aproximadamente 47% de todas as exportações de petróleo do mundo partiram do Oriente Médio e a segunda maior zona exportadora foi a antiga União Soviética (14% do total das exportações). Já em relação às movimentações mundiais de petróleo em 2005, os seguintes fatos podem ser relacionados:

- Em torno de 21% do total importado pelos Estados Unidos vieram da América do Sul, 17% vieram do Oriente Médio e 16% foram provenientes do Canadá.
- 44% das importações da Europa vieram da antiga União Soviética e 24% do Oriente Médio;
- 70% das importações da Ásia foram provenientes do Oriente Médio.

Figura 3.1: Principais Fluxos de Movimentação de Petróleo no Mundo



Fonte: (BP, 2006)

Segundo o Departamento de Energia norte-americano, a demanda mundial de petróleo crescerá dos 78 milhões de barris/dia em 2002 para 103 milhões de barris/dia em 2015 e para mais de 119 milhões de barris/dia em 2025. A maior parte do crescimento da demanda de petróleo é esperada para os países em desenvolvimento da Ásia, a uma taxa de 3,5% ao ano<sup>13</sup>, devido ao crescimento econômico da região<sup>14</sup>.

Essa expansão da demanda mundial de petróleo é alavancada pelo setor transportes. Em 1973, 42% do consumo de derivados de petróleo eram representados por esse setor, proporção que se elevou para 58% em 2004 e deverá ser mantida em torno deste percentual nos próximos 25 anos. Nesse setor, a demanda principal é por derivados médios e leves (gasolina, diesel e querosene de aviação), de maior valor comercial e determinantes do perfil do refino. Na geração de energia elétrica, por sua vez, o óleo combustível vem sendo gradativamente substituído por outros energéticos, notadamente o gás natural. Tanto é assim que a prospecção da Agência Internacional de Energia não prevê aumento na geração de eletricidade a partir do óleo combustível entre 2002 e 2030, mantendo-a constante no patamar em torno de 1.200 TWh/ano.

Esse panorama se reproduz no Brasil, até com maior intensidade, dada a opção nacional pelo modal rodoviário no setor transportes. É verdade que parte da demanda de combustíveis líquidos é atendida com etanol, porém mais de 90% é proveniente de derivados do petróleo.

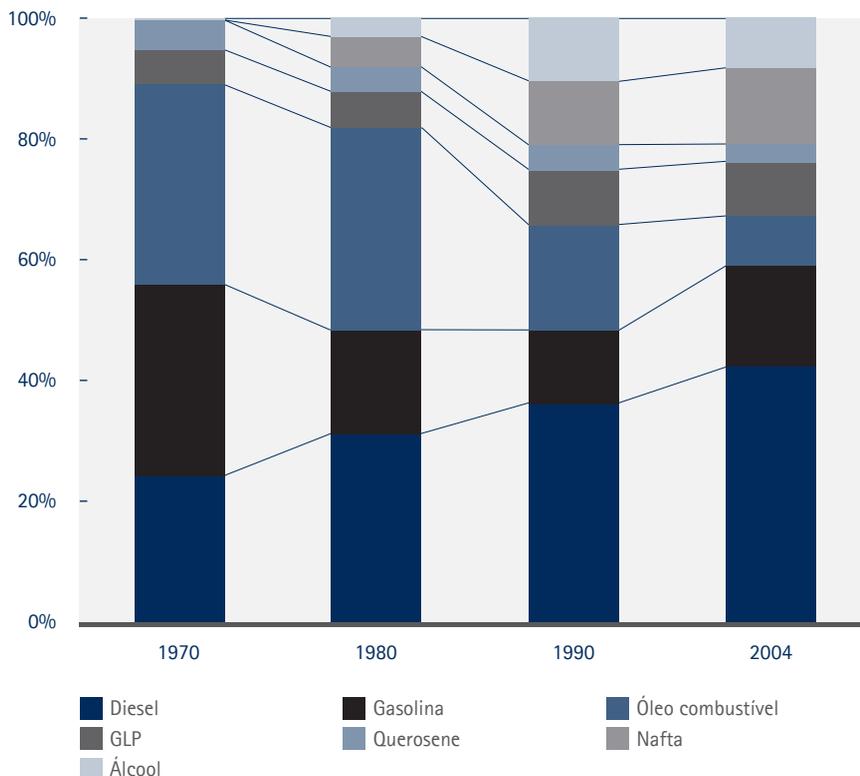
A estrutura da demanda por combustíveis líquidos no Brasil sofreu importantes alterações nos últimos 30 anos. Da posição de liderança que detinham em 1970, cada um respondendo por cerca de um terço da demanda, gasolina e óleo combustível perderam importância relativa ao longo

<sup>13</sup> Segundo o Departamento de Energia americano, no período de 2002 a 2025, a demanda de petróleo deverá crescer a uma taxa de 2,1% a.a. no Oriente Médio, 2,5% a.a. nas Américas Central e do Sul e 2,7% a.a. na África.

<sup>14</sup> China, Índia e outros países em desenvolvimento da Ásia deverão ter um crescimento econômico combinado de 5,5% a.a. entre 2002 e 2025.

do tempo. No caso da gasolina, grande parte desse comportamento advém de sua substituição pelo uso do etanol, embora tenha contribuído também o aumento da eficiência dos motores. No caso do óleo combustível, em grande parte demandado pela indústria, houve a substituição principalmente por eletricidade durante a década de 80 e por gás especialmente nos últimos dez anos. Como consequência, em 2004 o Brasil era exportador de ambos os derivados. A Figura 3.2 apresenta a evolução da estrutura da demanda por combustíveis líquidos entre 1970 e 2004.

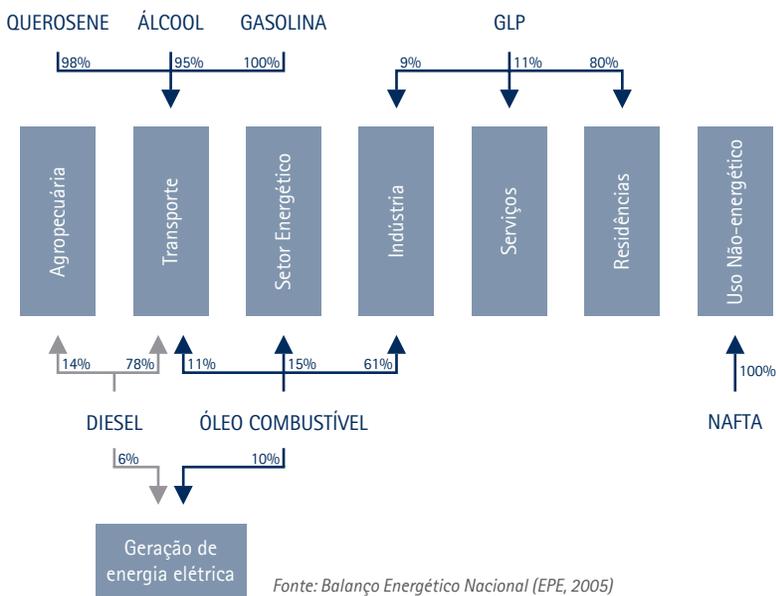
Figura 3.2: Evolução da Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos no Brasil



Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2005)

O setor transportes, principalmente, e o setor agropecuário, nesse caso refletindo o aumento da produção nacional de produtos primários, foram os segmentos responsáveis pela expansão do diesel na matriz de consumo de combustíveis líquidos. De fato, de acordo com o Balanço Energético Nacional, o setor de transportes respondeu, em 2004, por 61% da demanda nacional por combustíveis líquidos e consumiu 78% do diesel ofertado. Embora representando apenas 7% da demanda de combustíveis, o setor agropecuário consumiu 14% do diesel ofertado. Tomados em conjunto, ambos os setores explicam 92% da demanda nacional de diesel. A Figura 3.3 apresenta a repartição do consumo nacional de combustíveis líquidos por setor.

Figura 3.3: Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos por Setor<sup>15</sup>



Em termos prospectivos, entende-se que esse panorama não deva se alterar significativamente, a despeito do crescimento que se possa esperar da demanda de etanol, da introdução do biodiesel, da produção de diesel a partir de óleos vegetais (H-Bio) e, ainda, da introdução de progressos tecnológicos do tipo *gas-to-liquid*, *coal-to-liquid* e outros na rota de gaseificação de outras formas de energia primária. Esse quadro poderia ser alterado em face de políticas públicas no setor transportes, orientadas para estimular modais alternativos, tanto para carga (por exemplo, os modais ferroviário e/ou aquaviário), como para passageiros (por exemplo, tração elétrica para o transporte urbano e interurbano – trens e metropolitanos, e motor a hidrogênio para coletivos urbanos). Ainda que iniciativas nessa direção estejam sendo empreendidas, o estágio de maturação de novas tecnologias não autoriza compor uma visão de alteração estrutural relevante no setor transportes brasileiro no horizonte do PNE 2030.

Por outro lado, a perspectiva na produção de petróleo, considerando principalmente os investimentos da Petrobras nas concessões obtidas antes do início das licitações da ANP em 1999<sup>16</sup>, é de que o país mantenha por vários anos a auto-suficiência em petróleo atingida em 2006 e, mesmo, possa produzir um superávit líquido na conta petróleo de comércio exterior. O crescimento da demanda, contudo, deve voltar, no longo prazo, a exercer pressões para aumento da produção de óleo cru.

<sup>15</sup> Embora a nafta não seja considerada um combustível líquido, é um importante derivado de petróleo consumido como matéria-prima na indústria petroquímica e foi considerada neste estudo.

<sup>16</sup> Mais de 80% da produção prevista de petróleo até 2016 deverá ser proveniente de campos descobertos em áreas concedidas antes do início, em 1999, das licitações de blocos exploratórios ao mercado.

As características do óleo nacional que vem sendo produzido e a estrutura da demanda de derivados é, por sua vez, determinante para a expansão do refino. Investimentos na adaptação do perfil de refino existente têm sido continuamente realizados pela Petrobras de forma a melhor atender o mercado doméstico e essa preocupação deverá permanecer dentro de uma visão de longo prazo.

Nessas condições, a visão prospectiva na área de petróleo e derivados deve levar em conta, principalmente, o uso das reservas domésticas, a continuidade dos investimentos em exploração e produção e a expansão da capacidade de refino adequada às características dos óleos processados e ao mercado doméstico.

### 3.2 Recursos e Reservas Nacionais

As reservas brasileiras de petróleo cresceram rapidamente nos últimos anos, como reflexo dos investimentos em exploração e produção realizados a partir do direcionamento estratégico formulado pelo Governo, como resposta ao crescimento dos preços de petróleo na década de 70 e à dependência externa a que o país então estava submetido. Em 1974, as reservas provadas de petróleo do Brasil giravam em torno de 0,75 bilhão de barris. Em 2004, esse número estava em torno de 11,2 bilhões de barris, correspondendo a 1% das reservas mundiais de óleo cru. Quase todo esse volume está localizado em campos *off shore*, conforme indicado na Figura 3.4. Os campos da Bacia de Campos (Rio de Janeiro) e do Espírito Santo concentram a quase totalidade dessas reservas, porém há expectativas de incorporação de novas áreas, já em prospecção, como a Bacia de Santos.

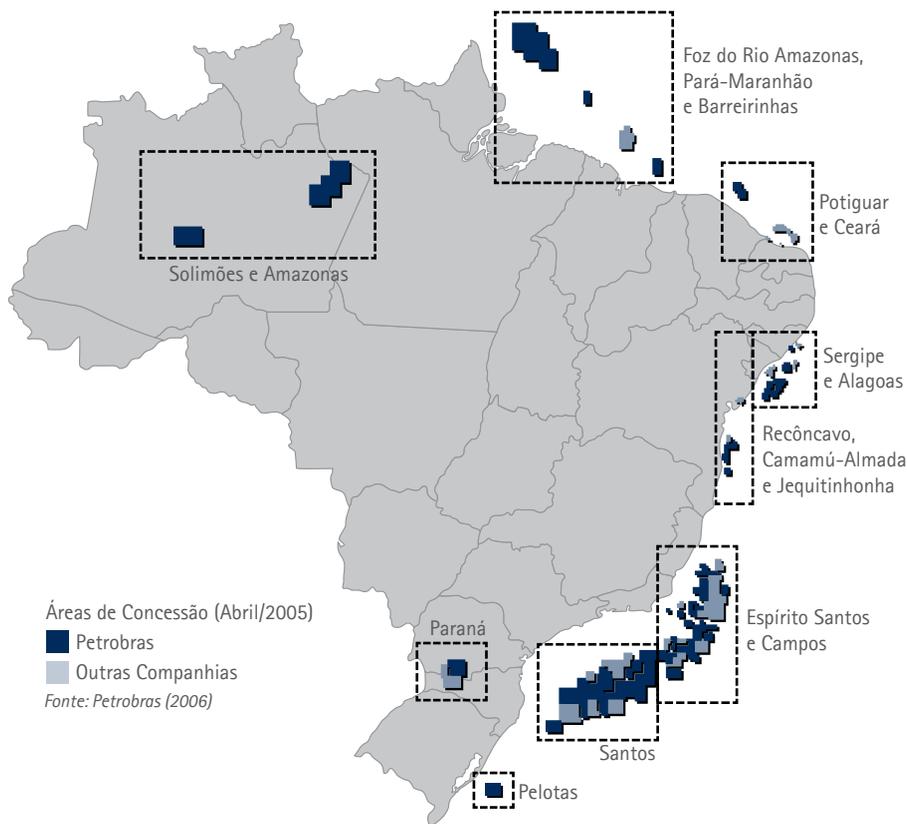
Figura 3.4: Reservas Provadas de Petróleo do Brasil  
(bilhões de barris)



Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2005) e ANP

Mesmo após a quebra do monopólio estatal do petróleo, a Petrobras se mantém como o principal agente do setor no país, liderando tanto a prospecção quanto a produção. Até a 7ª rodada de licitação de novas áreas promovida pela ANP em outubro de 2005, a Petrobras detinha 374 concessões de blocos exploratórios, sendo 65 delas em parceria. A área dos blocos exploratórios e de produção da Petrobras, considerando seu percentual de participação naqueles em que tem parceria, supera 108 mil km<sup>2</sup> (ver Figura 3.5).

Figura 3.5: Áreas de Concessão de Exploração da Petrobras no Brasil



Uma importante referência disponível de quantificação de recursos são os estudos do *U.S Geological Survey*, que avaliam o potencial de recursos petrolíferos e de gás natural ainda não descobertos no mundo, em nível de bacia sedimentar. Como mostrado na Tabela 3.1, as estimativas do USGS são segmentadas segundo critérios de probabilidade pelos quais os recursos não descobertos são esperados estar entre os percentis de 95% e 5%, com mediana definida por F50. Nessa perspectiva, as áreas de maior oferta de petróleo no Brasil localizam-se nas Bacias de Campos e de Santos.

A metodologia empregada pelo USGS para estimativa de recursos não descobertos se baseia em postulados estabelecidos a partir dos conceitos que envolvem sistemas petrolíferos e do conhecimento acerca de acumulações convencionais de hidrocarbonetos. Nessa avaliação, é considerado o crescimento dos campos, dentro de um horizonte de 30 anos, por meio de investimentos de extensão, revisões periódicas de volumes e aumento dos fatores de recuperação.

Tabela 3.1: Estimativa de Recursos Totais Não-descobertos de Petróleo  
(milhões de barris)

BACIA SEDIMENTAR	F95	F50	F5
Campos	3.441	14.235	36.478
Santos	4.117	21.963	46.265
Pelotas	0	2.421	6.824
Foz do Amazonas	0	0	0
Sergipe-Alagoas	197	1.271	3.527
Espírito Santo	305	2.338	7.735
Total Terrestre	18	57	119
Total Marítimo	8.042	42.177	100.728
<b>Total</b>	<b>8.060</b>	<b>42.234</b>	<b>100.848</b>

Fonte: Schaeffer et al (2004) a partir de USGS (2000)

Ressalte-se que os valores nessa tabela referem-se a recursos ainda não descobertos. Se convertidos em reservas, constituirão, portanto, volumes adicionais àqueles já conhecidos. Assim, admitindo-se a hipótese de que os recursos estimados com 95% de probabilidade de sucesso (F95) convertam-se, todos, em reservas, e considerando que as reservas provadas brasileiras de petróleo estão avaliadas em 11,2 bilhões de barris (2004), pode-se estimar que as reservas nacionais possam crescer para 19,3 bilhões de barris. Ainda conforme as perspectivas do USGS, a estimativa de recursos brasileiros ainda não descobertos de petróleo, em termos da mediana (F50), situa-se em torno de 42,2 bilhões de barris, cerca de quatro vezes a reserva provada até 2004. A continuar o esforço em exploração e produção, com avanços no conhecimento geológico das bacias sedimentares e nas tecnologias de pesquisa e extração, é razoável supor que mesmo uma parcela desse valor possa ser incorporada às reservas ao longo do horizonte do PNE 2030, o que compõe um panorama relativamente confortável para atendimento à demanda doméstica de petróleo mesmo em cenários de maior crescimento econômico.

Registra-se que avaliações da EPE, mais restritas que as do USGS, cobrindo uma área de apenas 288 mil km<sup>2</sup>, tomando por base os blocos exploratórios licitados até 2005, indicam uma expectativa de potencial petrolífero (recursos não descobertos) da ordem de 10% das reservas provadas brasileiras. Nesse estudo, aparecem também como promissoras, além de Santos e de Campos, a bacia do Jequitinhonha e bacias da costa Norte brasileira.

### 3.3 Produção Doméstica e Consumo de Petróleo

A evolução da produção nacional de petróleo no médio prazo, aqui considerado como o período compreendido até 2015, está condicionada principalmente aos investimentos da Petrobras nas concessões obtidas antes das licitações de blocos exploratórios, respondendo por mais de 80% da previsão nacional de produção de petróleo em níveis crescentes. No longo prazo, a evolução da produção dependerá mais dos investimentos nos blocos já licitados e nos blocos a serem licitados em futuras rodadas promovidas pela ANP. No médio prazo, aponta-se a consolidação da condição de auto-suficiência do país quanto ao petróleo. A exploração das reservas provadas deve permitir que a produção atinja um patamar de 2,5 milhões de barris por dia entre 2010 e 2015. Uma análise conservadora quanto à incorporação de recursos ainda não descobertos, tomando como base os blocos licitados até a 7ª rodada da ANP, autoriza que a produção de petróleo possa aumentar até cerca de 3 milhões de barris diários. Contudo, considera-se que sustentar esse nível de produção no longo prazo, mantendo uma relação R/P (reserva/produção) confortável (entre 15 e 18), requererá continuidade dos investimentos em exploração e produção, inclusive com a incorporação às reservas de recursos ainda não descobertos com probabilidade menor que 95%. A hipótese assumida neste PNE 2030 é exatamente esta. A Figura 3.6 ilustra o cenário considerado.

A demanda de petróleo será função da projeção do consumo de derivados. Dependerá, naturalmente, dos cenários macroeconômicos, mas também influirão as hipóteses sobre a expansão do refino (perfis das futuras refinarias), sobre o emprego de líquidos de gás natural como carga processada em refinarias, sobre a penetração do etanol e do biodiesel e a entrada de veículos híbridos, elétricos e movidos a hidrogênio. A discussão da demanda de derivados é feita mais adiante. A partir dessa análise, pode-se estimar, no Cenário B1, que a demanda de petróleo chegue a um valor próximo de 3 milhões de barris por dia em 2030, valor limite considerado na produção. Vale ressaltar que, em parte, a demanda de petróleo é atenuada em função da premissa de utilização de líquidos de gás natural como carga processada nas refinarias. A Figura 3.7 permite visualizar as curvas de produção e consumo de petróleo.

Figura 3.6: Cenário para a Produção Doméstica de Petróleo  
(milhões de barris/dia)

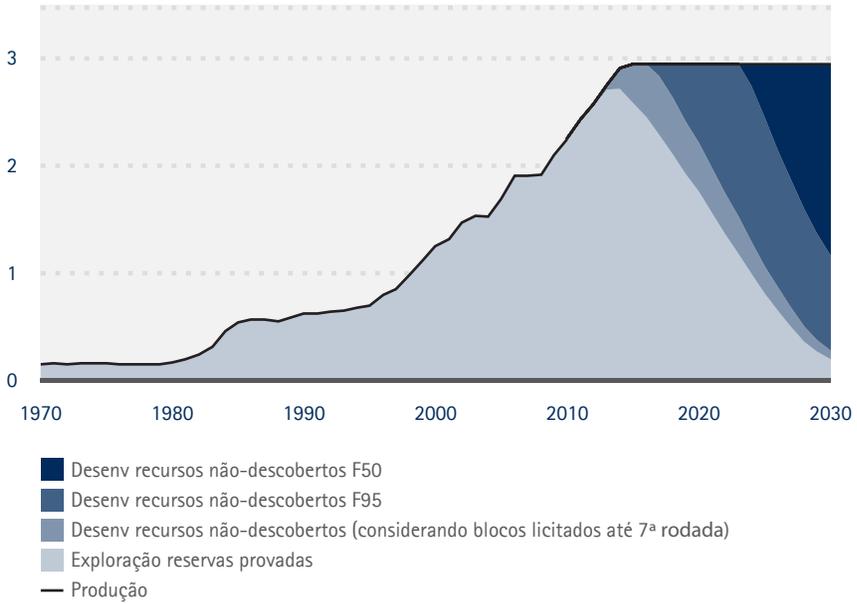
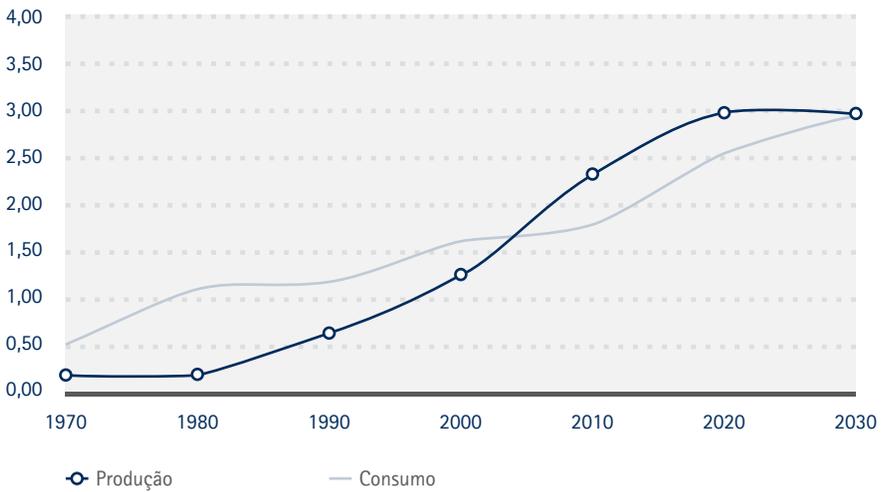


Figura 3.7: Produção e Consumo de petróleo  
(milhões de barris/dia)



### 3.4. Consumo de Derivados

A projeção do consumo de petróleo reflete a demanda por seus derivados. No horizonte do PNE 2030, o derivado de petróleo mais consumido, o óleo diesel, deverá permanecer nessa condição de liderança. A introdução do biodiesel não muda esse quadro, mas contribui decisivamente, junto com o H-Bio, para que o país possa apresentar ao longo do horizonte de análise um balanço equilibrado entre demanda e produção de diesel, com eventuais exportações do produto. Em razão da importância do diesel na estrutura de refino e do consumo de petróleo no Brasil, assim como da relevância estratégica do biodiesel e do H-Bio, um item deste capítulo é dedicado especialmente a esse derivado.

O segundo derivado em importância na estrutura do consumo é a gasolina, que representou, em 2004, 17% do total de combustíveis líquidos consumidos no país. Em função da relevância do etanol, seja pelo volume adicionado à gasolina automotiva, seja pelo volume usado puro, nos carros *flex fuel*, o país deverá ser exportador de gasolina, mantendo a tendência histórica recente. Os veículos *flex fuel* tiveram grande aceitação pelo mercado consumidor e já hoje representam a maior parte das vendas de veículos novos leves. Estima-se que em 2010, cerca de 30% da frota nacional de veículos leves deverá ser composta com veículos *flex fuel*. A opção de escolha do combustível é do consumidor e ocorrerá principalmente em função da economicidade. Isso introduz um elemento novo a um só tempo de incerteza e de flexibilidade. Além disso, em função do crescimento da renda preconizado especialmente nos cenários A e B1, é lícito esperar uma expansão razoável da frota. Como resultado, álcool e gasolina, tomados em conjunto, devem crescer sua participação na matriz de consumo de combustíveis líquidos ao longo do horizonte de estudo.

O GLP tem uma importância social muito grande. Este energético é distribuído em todo o país e mais de 80% de seu consumo se verifica no setor residencial. A substituição do GLP pelo gás natural é limitada às áreas urbanas onde há infra-estrutura de canalização de gás, que são muito reduzidas em número. Assim, a demanda deverá seguir crescendo, acompanhando os aumentos demográfico e do número de domicílios. Hoje o Brasil é importador de GLP (cerca de 16% da oferta interna do produto). Ao longo do horizonte de estudo, contudo, admite-se reversão nessa situação, a despeito do aumento do consumo. A hipótese que suporta essa nova situação é a de que, além do aumento de produção resultante da operação de novas unidades de conversão, haverá uma maior produção de GLP em decorrência do aumento previsto de produção de gás natural e, nessas condições, é previsto que haja excedentes de GLP, que poderão ser exportados, destinados ao setor petroquímico ou substituir a eletrotermia na indústria.

O óleo combustível já foi o derivado de petróleo de maior consumo no país. Durante os anos 70, um terço da demanda por combustíveis líquidos correspondia ao óleo combustível. A partir da década de 80, observa-se continuada substituição desse combustível, utilizado principalmente na indústria. Primeiramente, a substituição se deu pela energia elétrica, aproveitando uma sobra conjuntural de eletricidade. Posteriormente, a disponibilidade de coque de petróleo a baixos preços no mercado internacional possibilitou a entrada desse energético no consumo industrial. Especificamente no setor sucroalcooleiro, o bagaço de cana aumentou sua presença a partir de meados dos anos 90. Finalmente, a entrada do gás natural, com as vantagens intrínsecas de maior eficiência, redução de custos de manutenção e menor nível de emissões de gases e par-

ticulados, determinou a redução permanente e sustentada da demanda pelo óleo combustível. Em 1990, pouco mais de 17% da demanda por combustíveis líquidos correspondia ao óleo. Em 2004, essa participação foi ainda menor, não chegando a 9%. O consumo que girava em torno de 10 milhões de litros por ano em 1990, caiu também em termos absolutos, para pouco mais de 7 milhões de litros em 2004. Essa situação, conjugada com o aumento do consumo de derivados médios, notadamente o diesel, determinou sucessivas adaptações na estrutura de refino. Mesmo assim, e ainda por conta das características do petróleo nacional processado nas refinarias, o país firmou-se como exportador de óleo combustível que, contudo, apresenta menor valor agregado. Em 2004, 59% da produção, o equivalente a 10 milhões de litros, puderam ser destinados à exportação. A perspectiva é a manutenção da tendência dos últimos anos. O gás natural deve seguir tomando lugar do óleo combustível na indústria, de modo que o crescimento do consumo deste derivado deverá ser de pouco mais de 1,5% ao ano ao longo do horizonte do estudo, no Cenário B1 e, assim mesmo, por conta da pressão sobre a demanda de energia determinada pelo crescimento econômico e a limites de expansão da oferta de energéticos potencialmente concorrentes.

Acompanhando o crescimento econômico, indutor do aumento da demanda no segmento de transporte aéreo, seja por aumento do turismo de lazer ou de negócios, seja por aumento na carga transportada, estima-se que o querosene de aviação seja o único combustível líquido derivado do petróleo que possa apresentar crescimento superior à expansão do PIB.

A Tabela 3.2 resume os valores projetados para o consumo total dos principais derivados de petróleo no horizonte do PNE 2030.

**Tabela 3.2: Projeção do Consumo Total de Derivados do Petróleo**  
(milhões de litros)

DERIVADO	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005–2030
Óleo diesel	40.421	51.243	69.087	97.876	3,6%
Gasolina	17.712	19.580	26.229	42.190	3,5%
GLP	11.655	13.866	19.227	24.888	3,1%
Óleo combustível	7.581	8.079	8.225	9.112	0,7%
Querosene	3.165	3.868	6.227	9.902	4,7%
<b>TOTAL</b>	<b>80.534</b>	<b>96.636</b>	<b>128.995</b>	<b>183.968</b>	<b>3,4%</b>

### 3.5 Óleo Diesel

#### Projeção da demanda

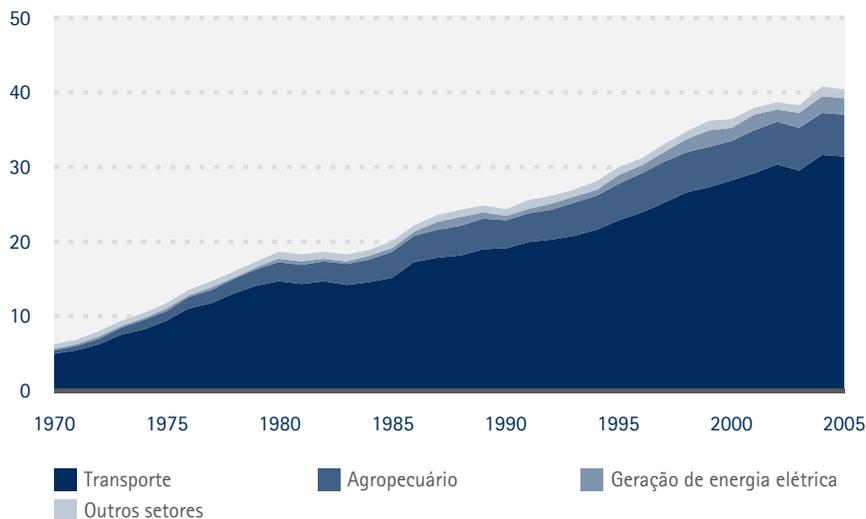
De acordo com o Balanço Energético Nacional, o óleo diesel representa 45,9% do consumo final energético de derivados do petróleo. Sendo o principal derivado, é elemento chave na definição

da estratégia do refino nacional, principalmente tendo em vista que hoje o Brasil é importador líquido de diesel (pouco mais de 7% do consumo).

Grande parte do óleo diesel (92%) é consumida nos setores transporte (78%) e agropecuário, conforme indicado na Figura 3.8. No setor de transportes, 97% do consumo final de energia provém de combustíveis líquidos e, dentre eles, o diesel é o mais relevante, com participação superior a 53%. A estratégia quanto ao modal preferencial para expansão da infra-estrutura de transporte do país é, portanto, fundamental para definição da perspectiva de consumo desse derivado.

Figura 3.8: Evolução do Consumo de Óleo Diesel no Brasil

(bilhões de litros)



Excluída a demanda para geração de energia elétrica e o consumo do setor energético, a demanda por óleo diesel girou em torno de 38 bilhões de litros nos dois últimos anos (2004 e 2005). No horizonte do PNE 2030, supondo que não haverá alteração estrutural relevante no setor transporte, projeta-se, no Cenário B1, um consumo que supera 95 bilhões de litros em 2030, perfazendo um crescimento médio anual de 3,7%. Incluindo-se a demanda do setor energético e para geração de energia elétrica, o consumo chega a 98 bilhões de litros. A Tabela 3.3 resume os valores da projeção.

Tabela 3.3: Projeção do Consumo Final de Óleo Diesel no Brasil<sup>1</sup>  
(bilhões de litros<sup>2</sup>)

SETORES	2005 <sup>3</sup>	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005–2030
Transporte	31.5	40.7	53.8	74.8	3.5
Agropecuário	5.6	7.7	12.0	17.7	4.7
Outros setores <sup>4</sup>	0.9	1.5	2.1	3.0	4.9
<b>TOTAL</b>	<b>38.0</b>	<b>49.9</b>	<b>67.9</b>	<b>95.5</b>	<b>3.7</b>

<sup>1</sup> Exclusivo consumo na produção de energia elétrica e no setor energético; <sup>2</sup> Coeficiente de equivalência médio utilizado: 0,848 tep/m<sup>3</sup>; <sup>3</sup> Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2006); <sup>4</sup> Outros setores inclui consumo no setor industrial, comercial e público.

Observe-se que os valores projetados correspondem à demanda potencial do diesel. Grande parte será atendida pela produção das refinarias de petróleo, em que se insere também o processamento de óleos vegetais (H-Bio). Mas uma parcela crescente deverá ser atendida pela produção de biodiesel, aproveitando as vantagens competitivas que o país apresenta na área agroindustrial.

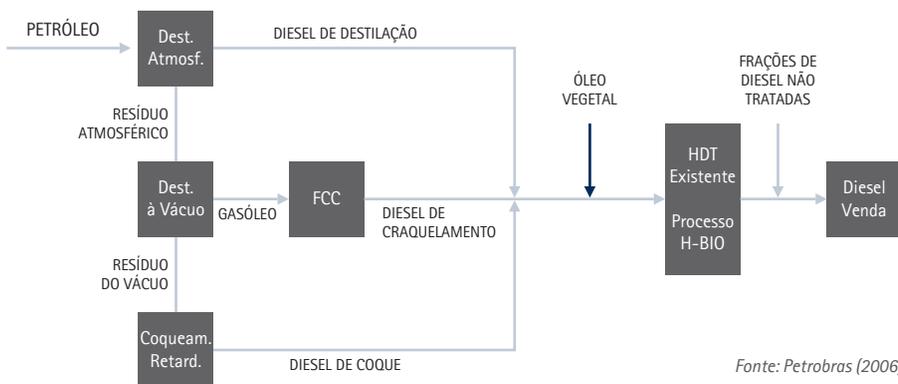
Em perspectiva, o equilíbrio no balanço entre oferta e demanda desse derivado será buscado através de uma estratégia que contempla:

- Investimentos nas instalações existentes de refino, de modo permitir maior rendimento na produção do diesel;
- Escolha de perfis na expansão do refino que sejam orientados para maior produção de derivados leves e médios;
- Incentivos para aumento na produção de biodiesel;
- Investimentos para instalação de equipamentos que possam processar óleos vegetais para a produção de diesel, especialmente nas refinarias existentes.

## H-Bio

O processo H-Bio foi desenvolvido com objetivo de inserir o processamento de matéria-prima renovável no esquema de refino de petróleo, inclusive nas instalações já existentes. Nesse processo, o óleo vegetal ou animal é misturado com frações de diesel de petróleo para ser convertido cataliticamente em unidades de hidrotreamento (HDT – HyDrogen Treatment), que são implantadas nas refinarias, principalmente para a redução do teor de enxofre e melhoria da qualidade do óleo diesel (ver Figura 3.9).

Figura 3.9: Representação Esquemática do Processo H-Bio



O Centro de Pesquisas da Petrobras – CENPES realizou testes em planta piloto com até 30% de óleo vegetal na carga de HDT, tendo gerado um produto que tem as mesmas características do diesel de petróleo. Porém, o uso de proporção tão elevada de óleo vegetal nas unidades industriais de HDT existentes encontra restrições operacionais devido ao maior consumo de hidrogênio e a limitações de equipamentos que não foram dimensionados para tal uso em seu projeto original. Diante disso, os testes industriais em curso têm limitado a até 10% em volume a proporção de óleo vegetal na carga de HDT, com evidência de adequação e flexibilidade da tecnologia.

Atualmente, algumas refinarias brasileiras estão sendo preparadas para processar óleos vegetais ou animais diretamente na linha de produção do diesel. Até o segundo semestre de 2007, a Petrobras considera implantar a tecnologia H-Bio em três refinarias, alcançando um consumo de óleo vegetal da ordem de 256 milhões de litros por ano. Para 2008 está prevista a implantação do processo em mais duas refinarias, o que deverá elevar o processamento de óleo vegetal para cerca de 425 milhões de litros por ano.

O controle tecnológico do processo, a melhoria na qualidade do diesel resultante do processamento de óleos vegetais e as exigências crescentes quanto à especificação dos combustíveis líquidos, especialmente diesel e gasolina, na direção de reduzir os impactos ambientais decorrentes de sua utilização (no caso do diesel, especialmente a presença do enxofre), são elementos que indicam que a rota H-Bio deverá expandir-se no horizonte do PNE 2030, a depender dos custos e da disponibilidade de matérias-primas. Para 2010, estima-se que a produção de diesel oriunda de processo H-Bio possa atingir 5,7 milhões de litros por dia. A mais longo prazo, supôs-se que um percentual de 10% da capacidade de hidrotreamento de instáveis e de diesel nas refinarias poderia ser destinado ao processamento de óleo vegetal, com o rendimento volumétrico de produção de diesel a partir de óleo vegetal estimado em 96%. Assim, para 2030, estimou-se uma produção de 14 milhões de litros por dia de diesel a partir de óleos vegetais, mantendo a participação do diesel proveniente do processo H-Bio em torno de 5% do consumo de diesel. A Tabela 3.4 resume os valores considerados.

Tabela 3.4: Produção de Diesel com Óleos Vegetais (H-Bio)  
(milhões de litros por dia)

	2010	2020	2030
Refinarias existentes	5,7	8,5	8,5
Novas refinarias	-	3,4	5,5
<b>TOTAL</b>	<b>5,7</b>	<b>11,9</b>	<b>14,0</b>
em bilhões de litros por ano	2,1	4,3	5,1
% do consumo projetado de diesel	4%	6%	5%

## Biodiesel

Do ponto de vista formal, de acordo com a Lei n° 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que dispôs sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, o biodiesel é um "biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil".

Assim definido, o biodiesel pode ser obtido por diferentes processos de esterificação ou transesterificação<sup>17</sup> e a partir de gorduras animais ou de óleos vegetais. No Brasil, existem dezenas de espécies vegetais que podem ser utilizadas na produção de biodiesel. Soja, mamona, dendê (palma), girassol, babaçu, amendoim e pinhão manso, entre outras, são exemplos de espécies a partir das quais se produz óleo que pode ser usado na produção do biodiesel, que pode substituir total ou parcialmente o óleo diesel em motores automotivos ou estacionários. Pode ser usado puro ou misturado ao diesel em diversas proporções. A mistura de 2% de biodiesel ao diesel de petróleo é chamada de B2 e assim sucessivamente, até o biodiesel puro, denominado B100.

O Brasil desenvolve pesquisas sobre biodiesel há quase meio século, tendo sido um dos primeiros países a registrar a patente sobre o processo de produção do combustível, em 1980, havendo, hoje, condições tecnológicas suficientes para sustentar a produção de biodiesel em escala comercial, ainda que desafios necessitem ser enfrentados, especialmente os relacionados à especificação do produto, à concorrência com a produção de alimentos e aos custos de produção.

A decisão governamental de introduzir o biodiesel na matriz energética compreende condições de financiamento especiais e benefícios tributários concedidos aos produtores industriais detentores do Selo Combustível Social. Esse selo certifica que o produtor industrial não só adquire a

<sup>17</sup> Atualmente, o processo mais utilizado no Brasil é a transesterificação, que consiste em uma reação química dos óleos vegetais (ou gorduras animais) com o álcool comum (etanol) ou o metanol, estimulada por um catalisador, da qual também se extrai a glicerina, produto com aplicações diversas na indústria química. Além da glicerina, a cadeia produtiva do biodiesel gera uma série de outros co-produtos (torta, farelo etc.) que podem agregar valor ao processo.

matéria-prima de agricultores familiares, como o faz por meio de contratos que prevêem especificação de renda e prazo e garantem assistência e capacitação técnica.

A legislação brasileira determina que, a partir de 2013, seja observado o percentual de 5% em volume como "mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional" (art 2º da Lei nº 11.097/05). A introdução do biodiesel é gradual: já hoje é permitida a mistura voluntariamente e a partir de 2008, o percentual mínimo de adição de biodiesel é de 2%. A movimentação do mercado, contudo, tem superado as expectativas e, com base nos leilões conduzidos pela ANP, não é absurdo considerar viável a antecipação das metas definidas em lei e ampliação da fração do biodiesel no diesel a longo prazo. O cenário que se visualiza no PNE 2030 é estar no mercado acima da mistura B5 a partir de 2010 e chegar-se à mistura B7 em 2020 e B12 em 2030. A Tabela 3.5 resume os valores considerados.

**Tabela 3.5: Produção Nacional de Biodiesel**  
(bilhões de litros por ano)

	2010	2020	2030
Consumo projetado de diesel	51,2	69,1	97,9
% de biodiesel adicionado	6%	7%	12%
<b>Produção de biodiesel</b>	<b>3,1</b>	<b>4,8</b>	<b>11,7</b>
em milhões de litros por dia	8,4	13,1	32,0

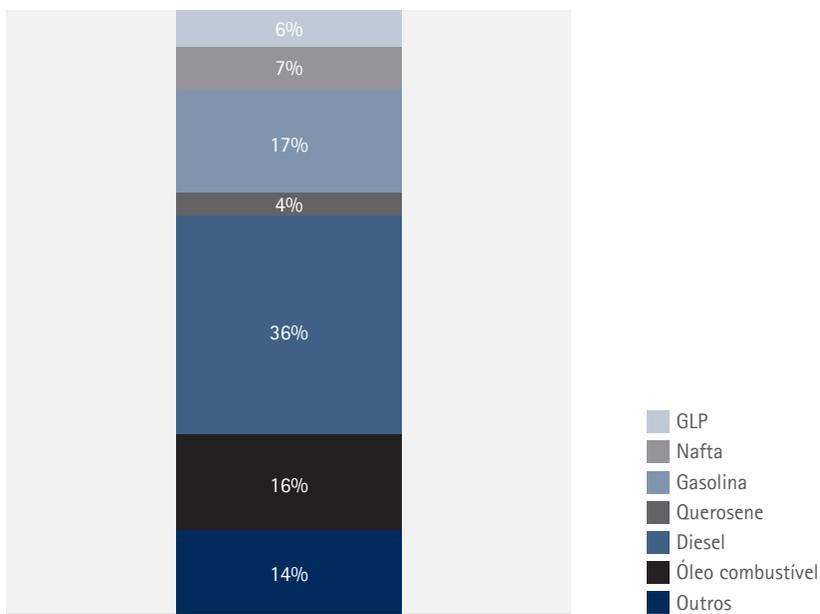
## 3.6 Refino

### Situação atual e perspectivas no curto prazo

O refino de petróleo é, basicamente, um conjunto de processos físicos e químicos que objetivam a transformação dessa matéria-prima em produtos derivados demandados pelo consumidor final. A primeira fase é a destilação atmosférica, realizada em colunas de fracionamento de dimensões variadas e os derivados desse fracionamento são, principalmente, os leves e médios, como o gás de refinaria, o GLP, a nafta, a gasolina, o querosene, o óleo diesel e o resíduo atmosférico. A fração mais pesada, o resíduo atmosférico, obtida no fundo da torre de destilação atmosférica, é submetida, após novo aquecimento, a um segundo fracionamento, agora sob vácuo, no qual são gerados cortes de gasóleos e um resíduo de vácuo. As frações geradas na torre de destilação a vácuo são utilizadas como cargas de outros processos de refino que visam, principalmente, a obtenção de produtos de menor peso molecular e maior valor agregado. Exemplos clássicos desses processos são o craqueamento catalítico fluido (FCC) de gasóleos de vácuo, que apresenta como principais produtos o GLP e a gasolina, e o coqueamento de resíduo de vácuo, que gera GLP, nafta e óleo diesel. Existem restrições quanto à produção dos derivados que se deseja. Em função das características do petróleo processado e das restrições das instalações, não é possível alcançar a perfeita conciliação entre os volumes ofertados e demandados de derivados.

O Brasil possui hoje 13 refinarias em operação, 11 pertencentes à Petrobras, sendo que a propriedade da Refap é compartilhada com a Repsol (detém 30%), e apenas duas delas privadas, representando menos de 2% da capacidade nacional de refino. Tomando-se como referência a capacidade de destilação atmosférica, a capacidade instalada no país é de 1.940 mil barris de petróleo por dia, comparável à da França e do Reino Unido. A expansão nos últimos dez anos foi relativamente pequena, limitando-se a ampliações nas plantas existentes. Nos últimos anos, o fator de utilização (relação entre o volume processado de óleo cru e a capacidade nominal instalada) tem variado no entorno de 85%. Os investimentos têm sido orientados para as pequenas expansões e para adaptação das instalações visando maior produção de derivados leves e médios, bem como adequação de qualidade. A Figura 3.10 apresenta a estrutura atual da produção de derivados do parque de refino nacional.

Figura 3.10: Estrutura da Produção de Derivados do Refino Nacional (2005)

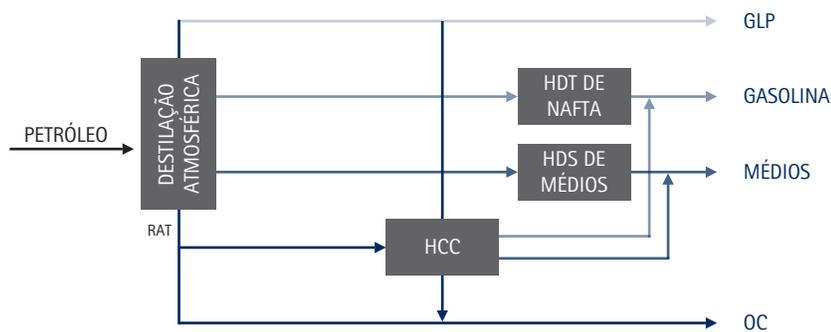


No curto prazo (até 2010), as decisões sobre novos investimentos e os respectivos cronogramas de implantação estão direcionados principalmente para o aumento da qualidade dos produtos, em atendimento a restrições ambientais (redução do teor de enxofre, por exemplo), bem como para a continuidade da adaptação do parque às necessidades determinadas pelo mercado, na direção do aumento da oferta de derivados leves e médios *vis-à-vis* ao crescimento do volume processado de petróleo mais pesado, de origem nacional. Não por acaso, o Plano de Negócios da Petrobras prevê que 41% dos investimentos na área de refino sejam destinados à melhoria da qualidade e 25% à adaptação das instalações existentes.

Estão definidas duas novas refinarias, uma a ser instalada em 2011, em Pernambuco, na região Nordeste, com capacidade para 200 mil barris por dia e perfil para processar petróleo pesado, e outra a ser instalada em 2012, no Rio de Janeiro, região Sudeste, com capacidade para 150 mil barris por dia e com perfil petroquímico.

Conforme os estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em elaboração pela EPE, até 2015, a expansão do consumo de derivados justifica a instalação de mais uma nova refinaria, com capacidade para processamento de 250 mil barris de petróleo por dia. Esses estudos indicam ainda que o perfil dessa nova refinaria poderia observar o esquema representado na Figura 3.11.

Figura 3.11: Perfil da Nova Refinaria Indicada até 2015



### Expansão da capacidade a longo prazo

No longo prazo, a estratégia de expansão do refino foi formulada dentro das seguintes diretrizes básicas:

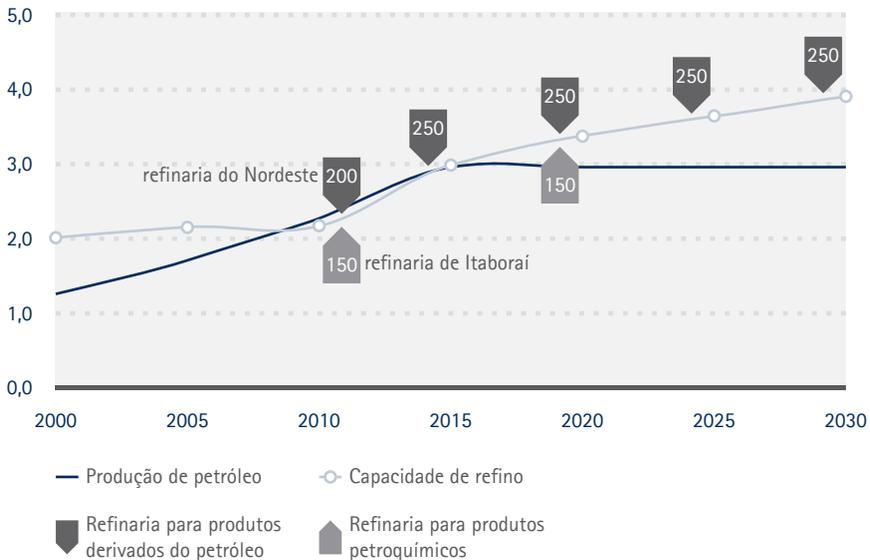
- a expansão, quando necessária, se fará em módulos caracterizados por uma capacidade nominal de processamento de 250 mil barris de petróleo por dia, tamanho considerado adequado ao ritmo de crescimento da demanda por derivados e que apresenta uma escala economicamente justificável;
- A expansão deverá atender ao objetivo estratégico de, na medida do possível, equilibrar a oferta e a demanda de cada um dos derivados, priorizando aqueles em que esse balanço indica déficit, ou seja, necessidade de importação;
- No balanço entre oferta e demanda de cada derivado serão levadas em conta as alternativas tecnológicas e energéticas disponíveis, quais sejam, especialmente, o etanol, no caso da gasolina, o biodiesel e o H-Bio, no caso do diesel, e os líquidos de gás natural, no caso do GLP;
- Na expansão petroquímica se dará prioridade ao uso do gás natural e ao petróleo, em lugar da nafta, reduzindo a demanda desse derivado;
- Em havendo superávit da produção de petróleo em relação à demanda será priorizado o atendimento à demanda de produtos petroquímicos, minimizando a demanda de gás natural e naf-

ta na petroquímica e possibilitando, em lugar de exportá-lo, agregar maior valor à produção de óleo cru, sempre que esta alternativa for economicamente viável.

Nessas condições, considerando o Cenário B1, a expansão do refino após 2015 (até 2030) comporta a instalação de quatro novas unidades, sendo três delas do tamanho modular típico admitido por hipótese, portanto: três refinarias com capacidade para processar 250 mil barris de petróleo por dia cada uma, e uma orientada para a produção de produtos petroquímicos, com capacidade de 150 mil barris por dia.

Assim, a expansão da capacidade nominal do refino entre 2005 e 2030, sem considerar as pequenas ampliações que devem ocorrer nas plantas existentes, monta a 1,5 milhões de barris por dia, correspondendo a aproximadamente 79% do parque atualmente instalado. A Figura 3.12 apresenta a expansão do refino considerada no PNE 2030.

Figura 3.12: Expansão da Capacidade de Refino no Brasil



Obs.: Os números no interior das indicações das novas refinarias correspondem à capacidade nominal da instalação, em milhares de barris por dia.

A demanda do diesel é determinante na seleção do perfil das refinarias consideradas entre 2015 e 2025. Assim, dos três módulos a serem implantados, dois deles, que incluem o de 2020 e o de 2025, apresentam o perfil de refino indicado na Figura 3.13, que se chamou aqui de "Refinaria Diesel". A refinaria prevista para o último quinquênio do horizonte tem um perfil diferenciado e mais complexo, na medida em que, além do diesel, prioriza-se a produção de derivados leves, como a gasolina. O perfil dessa refinaria, que se chamou aqui de "Diesel Gasolina", é apresentado na Figura 3.14.

Figura 3.13: Perfil da "Refinaria Diesel"

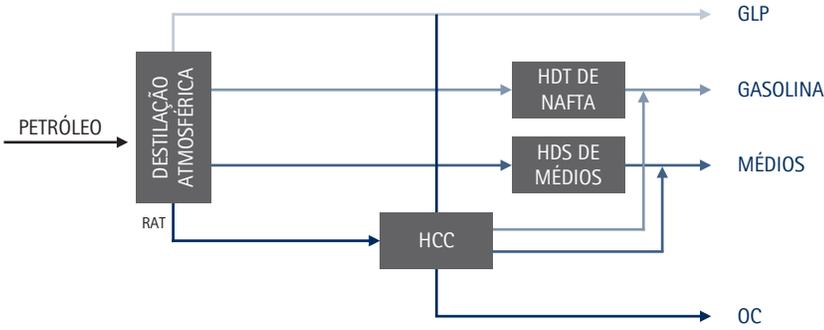
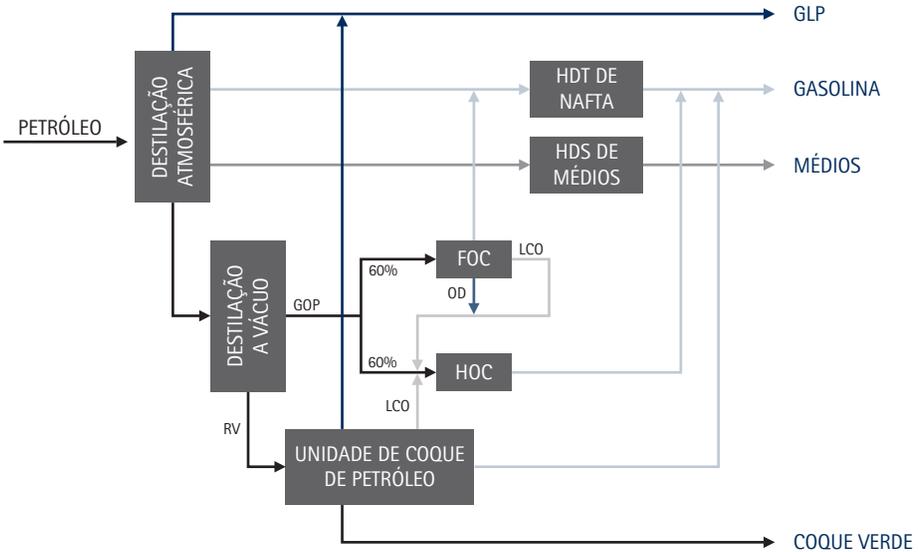


Figura 3.14: Perfil da "Diesel Gasolina"



### Evolução da Estrutura

As novas refinarias propostas, com perfis diferentes das do parque em operação, assim como a continuidade dos programas da Petrobras de modificações das refinarias existentes, de modo a acompanhar o perfil do consumo de derivados no país, estabelecem alterações na estrutura do refino, acentuando a predominância dos derivados leves e médios, que deverão ampliar a sua participação de 70 para 83% no perfil de produção, conforme indicado na Figura 3.15.

A evolução do balanço de matérias-primas e os principais produtos das refinarias são apresentados na Tabela 3.5. No caso do GLP, deve-se considerar que, além da produção a partir de refinarias, a oferta total contabiliza a produção a partir de plantas de processamento de gás natural.

Figura 3.15: Evolução do perfil de produção de derivados do refino nacional

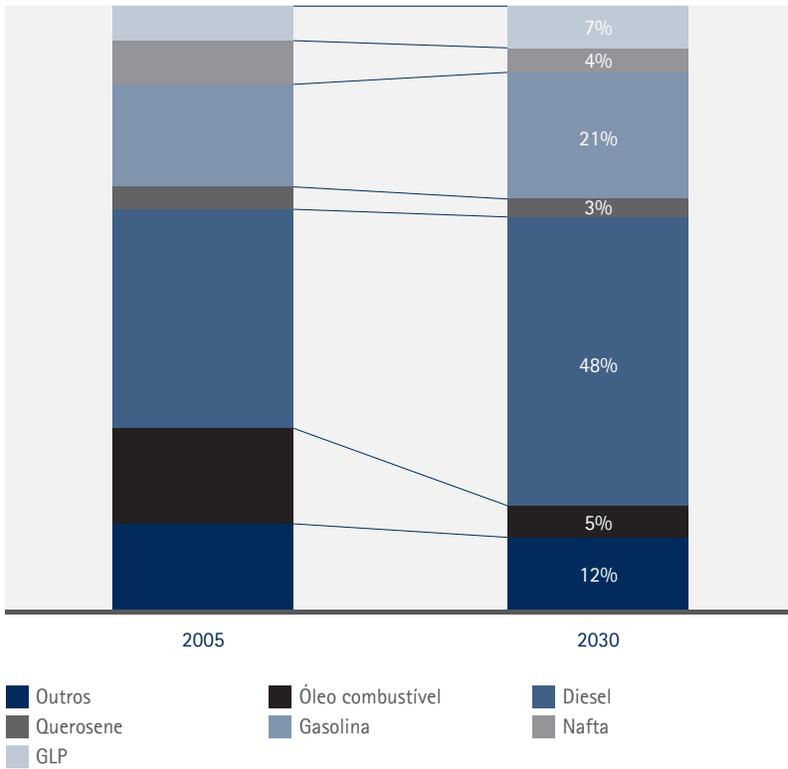


Tabela 3.6: Balanço dos Principais Produtos da Refinaria  
(bilhões de litros por ano)

	2005	2010	2020	2030
<b>Matérias primas</b>				
Petróleo, LGN e óleo vegetal	100,5	107,2	153,4	178,8
Petróleo	98,8	103,6	146,8	169,7
LGN	1,7	1,5	2,5	3,8
Óleo vegetal	-	2,1	4,1	5,3
<b>Principais produtos</b>				
Óleo Diesel <sup>1</sup>	38,4	44,6	78,1	95,7
Óleo Combustível	16,2	14,5	8,6	9,3
Gasolina	20,4	22,9	33,8	41,3
Gás Liquefeito de Petróleo <sup>2</sup>	8,9	9,3	12,1	13,8
Nafta	8,7	8,7	8,7	8,7
Querosene	4,2	4,0	5,9	5,9

<sup>1</sup> Inclui diesel produzido a partir de óleo vegetal (processo H-Bio); <sup>2</sup> Não inclui a produção de GLP das UPGNs

O balanço entre o consumo estimado e a produção dos principais derivados é apresentado nas Figuras 3.16 a 3.19. Observe-se que, por hipótese de trabalho, procurou-se equilibrar oferta e demanda de cada derivado. Contudo, em razão da discretização da expansão da oferta *vis-à-vis* a dinâmica contínua da evolução da demanda, podem, eventualmente, ocorrer excedentes em alguns casos, que poderão ser exportados.

Figura 3.16: Produção e Consumo de Óleo Diesel  
(bilhões de litros)

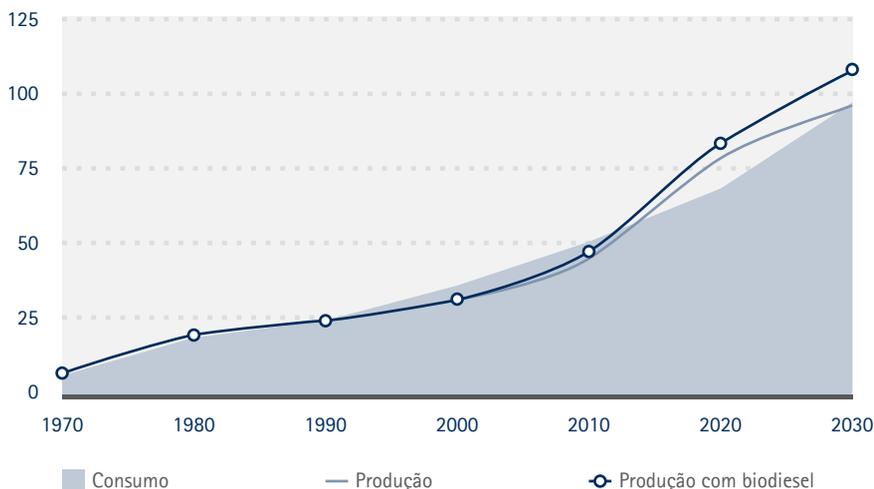


Figura 3.17: Produção e consumo de gasolina

(bilhões de litros)

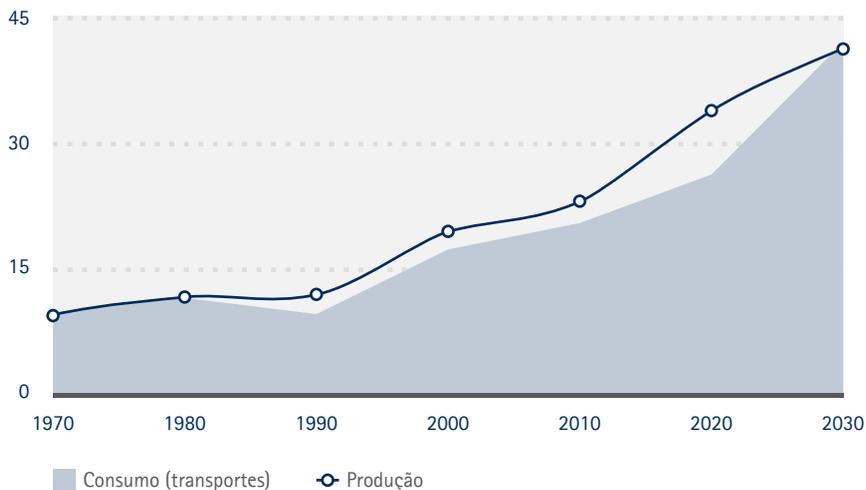
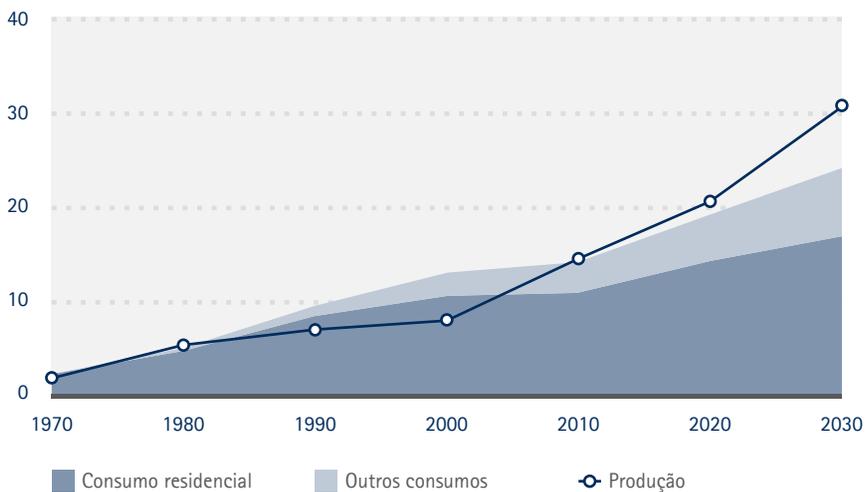


Figura 3.18: Produção e consumo de GLP

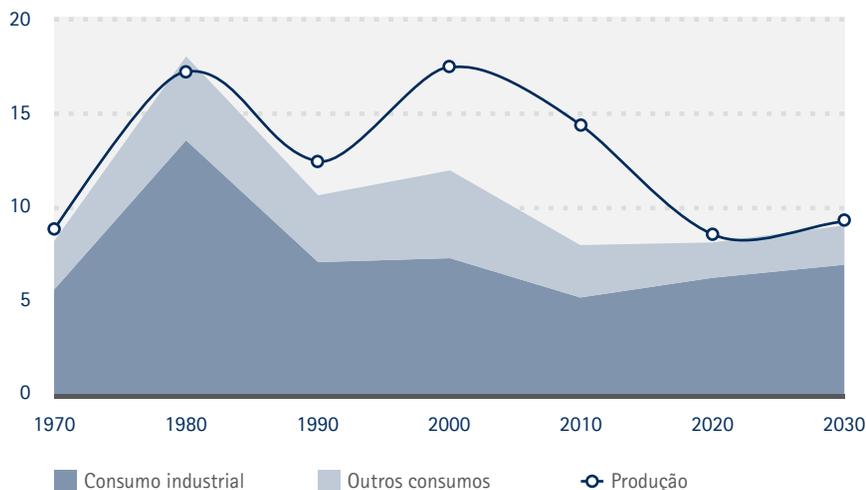
(bilhões de litros)



Nota: Na produção está incluída a parcela de GLP das Unidades de Processamento de Gás Natural.

Figura 3.19: Produção e consumo de óleo combustível

(bilhões de litros)



### 3.7 Meio Ambiente

Como qualquer intervenção no meio ambiente, as atividades de exploração e produção de petróleo produzem impactos relevantes e diferenciados. A magnitude de tais impactos deve levar em consideração a localização do empreendimento e a interface entre sua localização e as características sócio-ambientais de sua área de influência.

A maior complexidade da exploração marítima, por exemplo, relativamente à exploração terrestre, torna aquela atividade potencialmente mais causadora de impactos ambientais e, assim, tem sido tratada. O impacto dos levantamentos de dados através de sísmica no ecossistema marinho é um tema polêmico no mundo todo. No Brasil, inclusive, já motivou ação específica do órgão ambiental<sup>18</sup>.

Outra restrição que pode ser imposta é a exclusão de áreas de desenvolvimento de atividades petrolíferas. Exemplo disso, no Brasil, é o "isolamento" de toda a área no entorno do Arquipélago de Abrolhos, visando a sua proteção.

Além dos impactos causados pela execução normal das atividades, têm sido motivo de preocupações os riscos de acidentes como derramamentos de óleo, os quais, sempre que ocorrem, motivam reações cujos efeitos cumulativos têm resultado, muitas vezes, em restrições adicionais às atividades.

Desde que se intensificaram as preocupações com os impactos ambientais, em especial com a questão das mudanças climáticas, foram realizadas inúmeras pesquisas para avaliar os re-

<sup>18</sup> Em 2002, depois de uma mortalidade atípica de baleias jubarte, que coincidiu com a realização de atividades sísmicas, o IBAMA passou a proibir a sísmica durante o período reprodutivo da espécie.

ais impactos causados pelas atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo, bem como para buscar alternativas mitigadoras ou medidas compensatórias. Nesse sentido, todos os esforços necessários para viabilizar o aumento da produção de petróleo esperado no horizonte do PNE devem levar em conta o arcabouço legal construído para regulamentar as atividades e minimizar os variados impactos que as mesmas provocam. Esse conjunto de normas reflete uma tendência mundial de aumento da importância da dimensão ambiental nos processos de produção e uso de energia, porém tendem a introduzir custos adicionais para o desenvolvimento de tais atividades.

No Brasil, as primeiras legislações datam da década de 80, mas foi em 1994 que, por meio da Resolução CONAMA nº 23, dispôs-se sobre a regulamentação específica do licenciamento ambiental das atividades de perfuração e produção de hidrocarbonetos, considerado bastante distinto do licenciamento ambiental usual. A partir desta normativa, são solicitados:

- Relatório de Controle Ambiental – RCA, para atividade de perfuração;
- Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA, para os testes de longa duração;
- Relatório de Avaliação Ambiental – RAA, para produção em campos nos quais já houve produção; e
- Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA, para campos onde ainda não houve atividade de produção.

Em 1997, a Resolução CONAMA nº 237 regulamentou diversos aspectos do licenciamento ambiental, incluindo a competência do órgão federal e dos estaduais e municipais sobre o licenciamento, e classificou as atividades de exploração e produção de petróleo e gás como potencialmente poluidoras ou causadoras de significativa degradação ambiental.

A flexibilização do monopólio de exploração e produção de petróleo marcou também o início de uma nova etapa na exploração do petróleo nacional, caracterizada por maior rigor no que diz respeito às questões ambientais. O IBAMA criou o Escritório de Licenciamento de Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN/IBAMA e, a partir de então, os processos administrativos de licenciamento ambiental dessas atividades têm sido instruídos de acordo com diretrizes técnicas específicas, sendo que a atividade de produção é especialmente avaliada no contexto de sistemas de produção e escoamento, não considerando isoladamente a plataforma produtora.

Mais recentemente, em 2004, entrou em vigor a Resolução CONAMA nº 350 que normatizou o licenciamento ambiental da atividade de aquisição de dados sísmicos marítimos. Tal resolução exige a elaboração de EIA/RIMA para atividades em áreas de sensibilidade ambiental, ou seja, em profundidades inferiores a 50 metros, e a realização de audiências públicas para atividades em áreas onde a atividade pesqueira artesanal é expressiva.

Na cadeia do petróleo, segue-se a atividade de refino. As refinarias consomem grandes quantidades de água e energia, produzem grandes quantidades de despejos líquidos, liberam diversos gases nocivos para a atmosfera e produzem resíduos sólidos de difícil tratamento e disposição. No entanto, todos esses efeitos podem ser gerenciados. Algumas medidas no sentido de mitigar esses efeitos já vêm sendo adotadas como padrão no desenvolvimento de novos projetos de refino, dentre as quais se destacam: avaliações dos impactos sócio-ambientais dos projetos, recupe-

ração ambiental de áreas afetadas, recomposição paisagística, além de tratamento e adequação de resíduos sólidos e líquidos gerados.

Considera-se que, no horizonte do estudo, as medidas necessárias para a minimização da geração de gases, despejos líquidos e resíduos sólidos possam ser adequadamente equacionadas. Tais medidas incluem o uso de tecnologias mais eficientes, reciclagem e reutilização de materiais, economia e uso de produtos. Alguns resíduos podem ser aproveitados como matéria-prima ou combustível em outras indústrias, como é o caso da borra oleosa, que pode ser empregada como combustível auxiliar no processo de fabricação de cimento. Os custos associados são considerados no investimento de cada nova planta.

Além disso, as especificações relacionadas às emissões de fontes móveis (carros, ônibus, etc.) estão se tornando cada vez mais restritivas, o que exige investimentos adicionais no refino de modo a produzir derivados dentro dessas especificações. De fato, as exigências quanto a derivados de petróleo terem menor teor de enxofre e emitirem menor quantidade de material particulado determinam que sejam implantadas, nas refinarias, unidades de hidrotreatamento, de modo a possibilitar a produção de derivados menos agressivos ao ambiente.

Em resumo, a legislação ambiental que regulamenta a atividade de refino de petróleo se divide em duas categorias: a primeira se refere à redução dos impactos ambientais das próprias refinarias e a segunda se refere às especificações dos produtos que a refinaria produz. Na medida em que os derivados têm a sua produção especificada, o refino precisa se adequar, o que, na maioria das vezes, também significa alterações nos processos produtivos, assim como a necessidade de maiores investimentos.

Os perfis de refino considerados até 2030 são complexos e energético-intensivos, constituindo-se essencialmente de unidades de hidrocrackeamento e de hidrotreatamento. As primeiras possibilitam maximizar a produção de derivados leves e a minimizar a de produtos pesados e rejeitos; as segundas são voltadas para a adequação dos combustíveis às especificações de qualidade exigidas. Tais perfis seguem a tendência mundial e contribuem, por outro lado, para aumentar o autoconsumo de energia final nas refinarias. Nesse sentido, opções tecnológicas de redução de autoconsumo energético, por meio de otimização e da redução de incrustações em trocadores de calor devem ser estudadas. Por outro lado, a continuidade da pesquisa e desenvolvimento de processos de tratamento alternativos ao hidrotreatamento e das rotas de produção de combustíveis a partir de biomassa podem também contribuir para a redução de tal consumo energético.



# 4

## Gás Natural

Introdução

Recursos e Reservas Nacionais

Importação e Mercado  
Internacional

Infra-estrutura de Transporte  
e Distribuição

Produção

Projeção da Demanda

Expansão da Capacidade  
de Oferta

Meio Ambiente

## 4.1 Introdução

No final dos anos 80, o consumo de energia no mundo ainda estava muito concentrado no petróleo e no carvão. Mas, o uso do gás natural já se mostrava como uma tendência robusta e competitiva. O gás, em substituição a esses energéticos, apresentava uma vantagem ambiental significativa: uma grande redução nas emissões de CO<sub>2</sub> (cerca de 20 a 25% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão). Mais ainda: a utilização do gás em equipamentos adaptados e adequados para sua queima também eliminava a emissão de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados, enquanto as emissões de CO e NO<sub>x</sub> poderiam ser relativamente bem controladas.

Em termos mundiais, o uso do gás natural na geração de energia elétrica experimentou grande avanço nos últimos 30 anos. Conforme indicado na Tabela 4.1, enquanto o uso final do gás cresceu, entre 1973 e 2003, à taxa de 1,9% ao ano, o uso na geração de eletricidade expandiu-se, no mesmo período, ao ritmo de 3,7% ao ano. Se considerada a cogeração, essa taxa é ainda maior, de 4,3% ao ano.

Tabela 4.1: Consumo de Gás Natural no Mundo

(milhões de tep)

	1973	2003	Δ AO ANO
Oferta Total (energia primária)	979,1	2.244,1	2,8%
Geração de Energia Elétrica	160,0	468,6	3,7%
Cogeração	50,9	275,4	5,8%
Geração de Calor	0,7	87,7	17,5%
Outros Usos	96,1	220,5	2,8%
Uso Final	671,4	1.191,9	1,9%

Fonte: International Energy Agency (2005)

No Brasil, considerava-se que as reservas nacionais de gás natural eram pouco expressivas para atender ao mercado potencial desse energético, especialmente se considerado o uso na geração de energia elétrica. Nesse contexto, a importação de gás da Bolívia reverteu às expectativas. Diante da necessidade de absorver imediatamente grandes quantidades de gás boliviano, e considerando as vantagens anunciadas da geração termelétrica a gás, propôs-se que metade do volume de gás importado do país vizinho fosse destinada à geração de energia elétrica, embora na concepção original do projeto de importação se considerasse sua viabilização por meio dos mercados industriais. Em adição, a crise de abastecimento de energia elétrica em 2001 estimulou a busca de soluções rápidas para expansão do parque gerador, gerando incentivos adicionais à expansão de plantas termelétricas baseadas na queima de gás natural.

O consumo de gás natural no país tem se expandido rapidamente nos últimos anos. Como consequência, o crescimento da demanda industrial, em que o gás substituiu preferencialmente o óleo combustível, o uso do gás natural veicular, em substituição à gasolina e ao diesel, e a expansão

do parque termelétrico (segundo os registros da ANEEL, já há em operação no Brasil cerca de 11.000 MW de plantas de geração a gás natural, incluindo autoprodução e cogeração) levaram a uma situação de preocupação quanto à oferta futura de gás, situação que deverá estar adequadamente resolvida com o início da oferta de gás natural liquefeito (GNL) prevista para 2009, com possibilidade de antecipação para 2008.

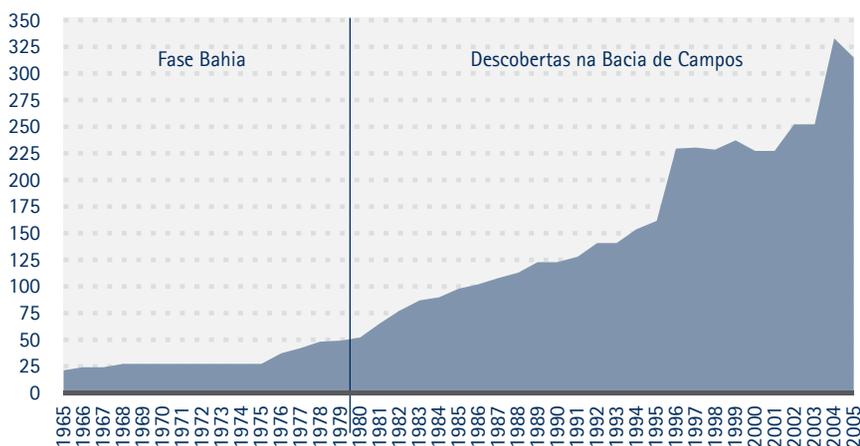
A questão da disponibilidade de gás natural é, portanto, básica na análise do avanço desse energético na matriz energética nacional. Como condicionantes dessa disponibilidade podem ser destacados:

- O acesso a reservas domésticas;
- A possibilidade de importação;
- A disponibilidade de infra-estrutura física para escoamento da oferta (produção e/ou importação) até os mercados consumidores.

## 4.2 Recursos e Reservas Nacionais

A disponibilidade total de gás natural para atendimento à demanda nacional pode ser separada em termos de produção doméstica e de origem importada. No que tange à oferta oriunda de produção nacional, deve-se assinalar que as reservas provadas brasileiras de gás natural são ainda modestas, embora tenham apresentado crescimento significativo entre 1995 e 1997 e, também, a partir de 2002, como se pode observar na Figura 4.1.

Figura 4.1: Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil  
(bilhões m<sup>3</sup>/ano)



Fonte: (ANP, 2006)

Segundo dados da ANP (2006), o volume total aproximado das reservas provadas nacionais era de aproximadamente 306 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural em 2005, 77% dos quais se localizam no mar (campos *off shore*), sendo o restante localizado em campos terrestres (também denominados campos *on shore*).

Em 2005, os campos localizados na Bacia de Campos foram responsáveis por cerca de 45% da produção nacional total de gás natural (incluindo gás associado e não associado), ou aproximadamente 22 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Presentemente, o perfil predominante das jazidas brasileiras de gás natural é de gás associado ao petróleo, o que vincula as condições de sua produção ao programa de exploração de petróleo. Historicamente, esse foi, no país, um fator limitante à expansão da produção de gás destinado ao consumo final. O crescimento da produção de gás não associado naturalmente contribuirá para modificar essa situação. Contudo, considerando as previsões de entrada em operação dos novos campos de gás, constante do Plano de Negócios da Petrobras 2007-2011, a produção de gás associado deverá continuar desempenhando papel relevante na produção doméstica brasileira, pelo menos, no curto/médio prazo.

Segundo dados da ANP, a oferta interna total de gás natural em 2005 no Brasil foi de 73,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sendo 48,5 milhões oriundos de produção nacional, e 24,7 milhões de importações da Bolívia e da Argentina. Cabe destacar que, da produção doméstica, uma parcela importante (quase 22 milhões de m<sup>3</sup>/dia) teve destinação para usos como reinjeção em poços produtores de petróleo, consumo próprio em instalações de produção e/ou queima/perdas deste gás natural. Assim, a disponibilidade de gás para o consumo final nesse ano foi de 51,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, 26,8 milhões dos quais correspondentes à parcela da produção doméstica entregue ao consumo final<sup>19</sup>.

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se, principalmente, na Bacia de Santos. Com relação a essas reservas, embora os estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos permitem prever um cenário de custos de desenvolvimento um pouco mais altos. A despeito das críticas que se pode fazer sobre os estudos da *U.S. Geological Survey – USGS*, seus trabalhos constituem uma referência sobre as reservas brasileiras de gás dentro de uma perspectiva de longo prazo. Estes dados são resumidos na Tabela 4.2.

<sup>19</sup> Incluindo o consumo próprio da Petrobras em refinarias, movimentação e UPGN's.

Tabela 4.2: Estimativa de Recursos Totais Não-descobertos de Gás Natural  
(bilhões de m<sup>3</sup>)

BACIA	F95	F50	F5
Foz do Amazonas	216,0	786,8	1.644,6
Sergipe-Alagoas	38,7	198,3	563,8
Espírito Santo	105,1	775,3	2.508,3
Campos	106,0	467,3	1.321,5
Santos	498,4	2.107,2	4.634,2
Pelotas	0,0	556,2	1.579,9
<b>Total</b>	<b>964,2</b>	<b>4.891,3</b>	<b>12.252,3</b>

Fonte: U.S. Geological Survey (2001)

Ressalte-se que os valores nessa tabela referem-se a recursos ainda não descobertos. Se convertidos em reservas, constituirão, portanto, volumes adicionais àqueles já conhecidos. Assim, admitindo-se a hipótese básica de que os recursos estimados com 95% de probabilidade de sucesso (F95) convertam-se, todos, em reservas, e considerando que as reservas totais brasileiras de gás natural estão avaliadas, atualmente, em 306 bilhões de m<sup>3</sup>, pode-se estimar que as reservas nacionais possam crescer para 1,27 trilhões de m<sup>3</sup>.

Ainda conforme esses dados, publicados há cerca de cinco anos pelo USGS, a estimativa de recursos brasileiros ainda não descobertos de gás natural, em termos da mediana (F50), situar-se-ia em torno de 4,9 trilhões de m<sup>3</sup> adicionais, mais de dez vezes as reservas totais de gás natural do Brasil. Dentro de uma perspectiva de longo prazo, é lícito supor que, ao longo do tempo, novos investimentos em prospecção produzam maior quantidade e melhor qualidade de informações. Em adição, os avanços tecnológicos poderão permitir que uma parcela maior dos recursos se converta em reserva. Dessa forma, é aceitável a hipótese de que, no longo prazo (horizonte do PNE 2030) as reservas disponíveis de gás possam incorporar parcela do volume de recursos com menos de 95% de probabilidade de ocorrência. Outra observação relevante é que os valores apresentados na tabela podem ser considerados como disponibilidade efetiva de gás natural para consumo final, uma vez que já estão descontados os líquidos de gás natural (LGN).

É importante registrar que avaliações da EPE, mais restritivas que as do USGS (2000), tomando por base os blocos exploratórios licitados até 2005, indicam um potencial de adição de reservas de gás natural da ordem de 50% das reservas totais brasileiras, ou 70% das reservas provadas, mais próximo, portanto, do F95 estimado pelo USGS (2000). Nesse estudo, aparecem como promissoras, além da bacia de Santos, também as bacias do Jequitinhonha, de Camamu e de São Francisco.

### 4.3 Importação e Mercado Internacional

O ritmo de crescimento da demanda de gás no país e, principalmente, a potencialidade que ainda apresenta esse mercado sugerem que, no longo prazo, possa ocorrer, ao lado dos necessários

investimentos na exploração e produção das reservas nacionais, incremento das importações. Nesse caso, caberia discutir o modal mais conveniente: gás natural liquefeito – GNL ou gasodutos vindos de países vizinhos.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural via gasodutos, no médio e no longo prazos, não se pode ignorar o grande volume de reservas provadas existentes na América do Sul, que totalizam mais de seis trilhões de metros cúbicos, suficientes para suprir o consumo atual do continente por mais de 50 anos, segundo dados do anuário estatístico da *British Petroleum*.

No âmbito regional, a oferta incremental de gás natural no país poderia, em tese, ser suprida:

- Pela Venezuela, país que detém as maiores reservas provadas desse energético na América do Sul, e com o qual o governo brasileiro desenvolve estudos conjuntos para a construção de um gasoduto para interligar as reservas venezuelanas ao mercado brasileiro; e/ou
- Pela ampliação do Gasbol (Gasoduto Bolívia–Brasil), que hoje já opera com uma capacidade de 30 milhões de metros cúbicos diários; e/ou
- Pelo aproveitamento das reservas peruanas de gás natural, em especial, Camisea.

Assim, na esfera sul-americana, pode-se visualizar uma tendência de que a infra-estrutura de oferta de gás para o Brasil a partir de países vizinhos ocorra majoritariamente através de gasodutos. Entretanto, isto não exclui a possibilidade de oferta de GNL a partir de países como Trinidad & Tobago, da própria Venezuela, dependendo de avaliações específicas, ou a partir da África, especialmente a Nigéria.

108

Em todo o caso, deve-se reconhecer que existe certo grau de incerteza sobre a viabilização desses empreendimentos, o que impacta a percepção dos riscos associados aos investimentos de grande porte em infra-estrutura necessários à viabilização do transporte do gás produzido nesses países. Outro aspecto que influencia é o próprio balanço oferta–demanda no Brasil, principalmente diante das perspectivas de aumento da produção doméstica, o que pode impactar a escala desses empreendimentos.

A opção pelo GNL no Brasil é favorecida, entre outros aspectos, pelo fato de que os principais mercados domésticos de gás, bem como a rede de gasodutos, estarem concentrados próximos ao litoral. Além disso, o GNL oferece uma flexibilidade especialmente desejada na geração termoelétrica. Assim, incluir o GNL na composição da oferta de energia do país pode revelar-se uma alternativa atraente e estrategicamente conveniente. Não há qualquer dificuldade tecnológica na utilização de GNL. Seu uso já é difundido no mundo, principalmente na Ásia.

O GNL, no entanto, tem sido associado a custos de oferta maiores do que os do gás transportado por gasodutos<sup>20</sup>. Ocorre que o contexto energético mundial tem sofrido alterações em razão da elevação e da volatilidade dos preços do petróleo, de questões acerca da segurança de abastecimento e da crescente preocupação com temas de natureza ambiental. Disso decorre um quadro que aponta para uma tendência, ainda não confirmada, de globalização do mercado de GNL, ou

<sup>20</sup> Ressalta-se que a economicidade entre o transporte de gás natural através de gasodutos ou na forma liquefeita deve considerar aspectos específicos de cada projeto. O raio econômico a partir do qual projetos de GNL se tornam mais competitivos do que gasodutos tem sofrido contínua redução e mesmo em trajetos mais curtos, por restrições relacionadas ao traçado, o GNL pode ser a solução mais adequada.

seja, a "comoditização" do gás. Comparativamente aos movimentos internacionais de comercialização de gás natural, o comércio de GNL respondeu, em 2006, por cerca de 26% do total do movimento. Em crescendo o mercado internacional desse combustível, caminha-se na direção de tornar o gás uma *commodity*, o que adiciona ingredientes favoráveis à sua adoção no Brasil.

Nesse sentido, uma avaliação importante sobre a possibilidade de "comoditização" do GNL é o movimento de comercialização do gás no mercado norte-americano. Embora esse mercado para o GNL seja o terceiro do mundo – com 9,5% do total comercializado em 2005 – trata-se do maior consumidor mundial de gás natural, considerando-se não só o consumo de GNL como o de gás natural comercializado a partir de gasodutos. Assim, é de se supor que o mercado norte-americano possa se constituir em um pólo dinamizador do mercado mundial de GNL. Na esteira de um possível crescimento da demanda norte-americana de gás natural, adicionam-se os seguintes aspectos:

- o esgotamento de reservas de gás natural domésticas dos EUA, tendência medida pela redução da razão Reserva/Produção (R/P) das reservas norte-americanas de gás natural que, em 2005, foram de 10,4 anos. Adicionalmente, as reservas provadas de países com o México e Canadá apresentam razão R/P iguais a 10,4 e 8,6, respectivamente;
- o direcionamento da política energética norte-americana, com crescente importância para a segurança de suprimento, motivada pela alta de preços do petróleo e pela instabilidade das zonas produtoras de petróleo;
- a crescente elevação do preço do gás natural comercializado em gasodutos, em parte resultando dos aspectos listados acima.

Enquanto a tendência de o GNL se tornar uma *commodity* não for realidade, mesmo nessa modalidade haverá a necessidade de realização de contratos de compra de longo prazo do produto. Contudo, esse aspecto não constitui obstáculo a sua introdução imediata na matriz energética brasileira, haja vista a relativa proximidade do Brasil do mercado americano, que consome grandes quantidades deste combustível e pode absorver os eventuais excedentes decorrentes de um uso flexível no mercado brasileiro.

Além disso, o GNL pode ser mais um elemento da integração energética regional. Estratégias continentais de utilização desse energético devem ser consideradas, pois o Brasil não é o único país a necessitar de sistemas flexíveis de fornecimento de gás natural. As flutuações do mercado de gás na Argentina são notórias. Nos invernos dos últimos anos, chegou-se a reduzir, naquele país, o abastecimento industrial e termelétrico para priorizar o atendimento à população. Se estivesse disponível a opção do GNL no continente, haveria, por certo, melhores condições de enfrentar a crise.

Importa ressaltar que a introdução do GNL na matriz energética nacional não é excluyente com os investimentos na ampliação da produção do gás natural nacional. Uma produção de gás nacional abundante e o desenvolvimento de uma malha de gasodutos robusta devem ser o centro da política nacional do gás. O GNL deve ter um papel complementar.

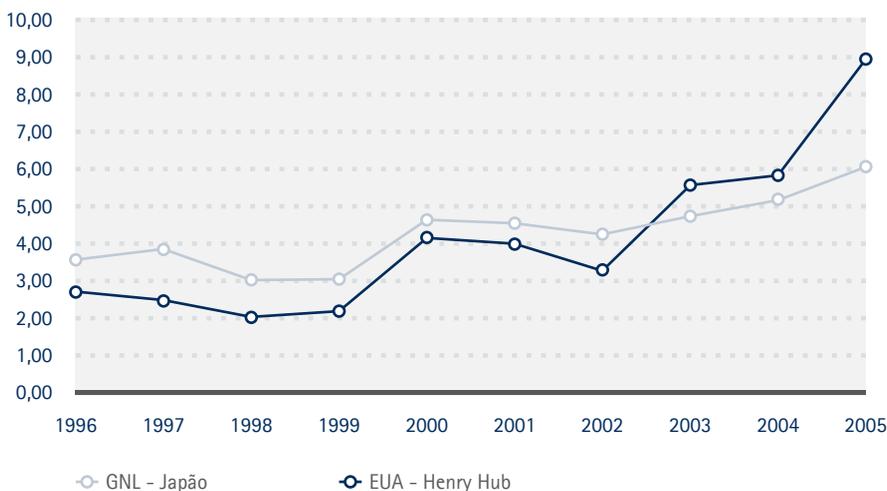
Mas, o GNL também demanda disponibilidade de infra-estrutura adequada para recebimento e despacho dessa carga. Convém ressaltar que o Brasil não possui, ainda, nenhuma unidade de regaseificação de gás natural construída, embora esteja prevista a instalação das primeiras entre 2008 e 2009.

Quanto ao preço do gás, em particular, a Figura 4.2 mostra um movimento de convergência entre os preços internacionais praticados para o GNL e o gás natural consumido no mercado americano, sugerindo que, do ponto de vista de atratividade de instalações de GNL, viabilizar-se-ia a oferta para o mercado norte-americano de gás natural.

Em termos prospectivos, o crescimento do mercado mundial de GNL também é apontado nas projeções da Agência Internacional de Energia que indicam, inclusive, uma taxa de crescimento notadamente superior à do comércio por gasodutos. Também do ponto de vista da produção mundial de gás natural, estima-se o crescimento do volume desse energético dedicado a projetos de exportação de GNL. Contudo, esta expansão se ancora na hipótese de elevação do esforço exploratório e do sucesso decorrente deste esforço.

Outro aspecto relevante é que se vislumbra participação crescente do Oriente Médio nesse mercado. Em complemento, projetam-se custos de capital decrescentes para as instalações de liquefação e regaseificação, o que, certamente, tenderá a melhorar a competitividade do GNL frente a outros energéticos e mesmo com o gás natural transportado através de gasodutos.

Figura 4.2: Evolução dos Preços do Gás Natural no Japão e nos EUA (US\$/MMBTU)



Nota: preços médios anuais; elaborado a partir de BP (2006)

#### 4.4 Infra-estrutura de Transporte e Distribuição de Gás Natural

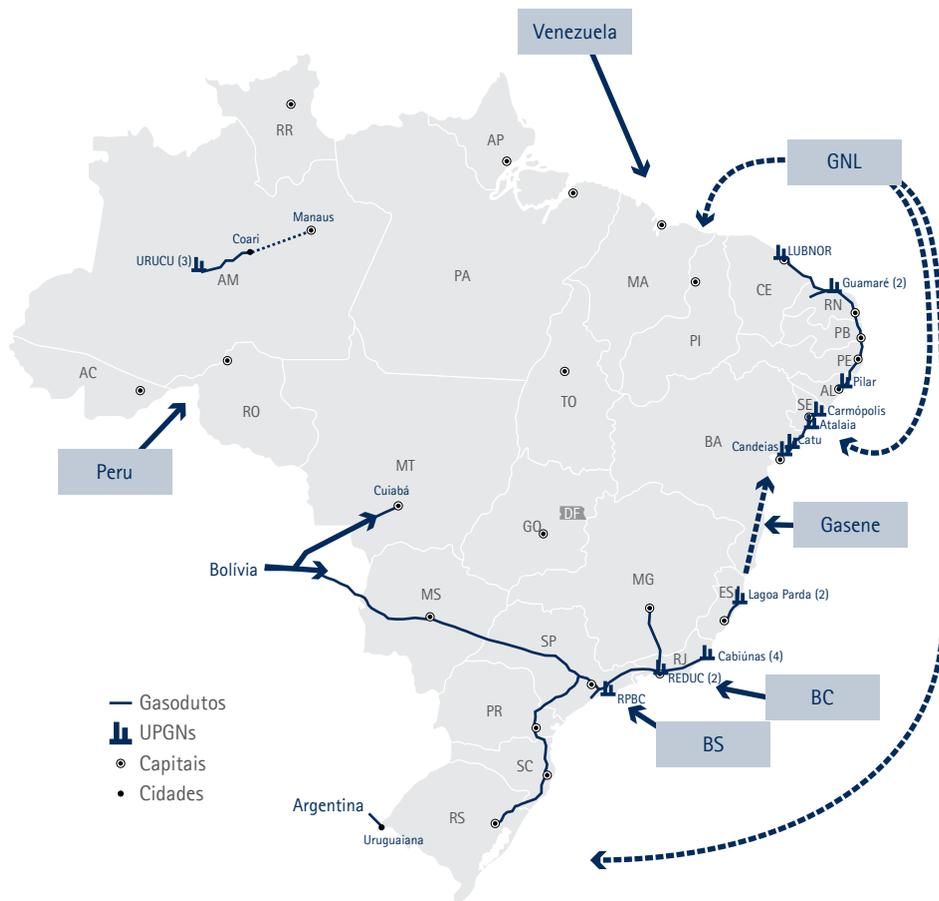
A monetização de recursos de gás natural se dá através de tecnologias que permitam o escoamento da produção para os mercados consumidores. Isto tradicionalmente envolve o transporte do gás sem transformação ou, ainda, na forma de produtos obtidos a partir de processos de conversão química do gás natural. A tecnologia adotada para atendimento do mercado-alvo de gás

natural é um importante condicionante na determinação de seu preço final ao consumidor. As alternativas tecnológicas de monetização destas reservas de gás natural incluem: (i) transporte em dutos; (ii) liquefação de gás natural (GNL); e (iii) processos GTL (*Gas-to-Liquids*).

O transporte através de gasodutos é o modal mais difundido de escoamento de gás natural, sendo normalmente a alternativa mais econômica para o transporte de grandes volumes de gás em regime de fornecimento contínuo, ocorrendo a altas pressões. As redes de distribuição de gás natural permitem atender ao mercado consumidor final, sendo caracterizadas por uma rede mais capilarizada de tubulações. Como a pressão de utilização do gás natural nestas redes de distribuição é menor do que a utilizada nos gasodutos de transporte, ocorrem reduções sucessivas de pressão desde o "city gate", passando por estações intermediárias de redução de pressão, sendo a magnitude desta redução dependente do tipo de uso e de usuário atendido. A competitividade dessas instalações é fortemente dependente do grau de dispersão espacial dos consumidores de gás natural.

No Brasil alguns gasodutos se encontram em construção, como os de Urucu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Sergipe-Alagoas, GASENE (trecho Macaé-Vitória-Cacimbas), ou em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Espírito Santo-Bahia (ES-BA) do GASENE deverá ser iniciado em 2007, totalizando investimentos da Petrobras da ordem de US\$ 5 bilhões. Na Figura 4.3 pode-se visualizar as alternativas de suprimento de gás natural para o país.

Figura 4.3: Possibilidades de Suprimento de Gás Natural ao Brasil<sup>1</sup>



<sup>1</sup>A representação da oferta GNL nessa figura é meramente indicativa e procura representar a possibilidade de importação em qualquer ponto do litoral brasileiro, onde existirem condições de mercado e infra-estrutura adequadas para tal.

Notas: BS= Bacia de Santos; BC= Bacia de Campos;

GASENE= Gasoduto Sudeste-Nordeste; GNL= Gás Natural Liquefeito

O aumento da produção doméstica, os gasodutos citados e os projetos de importação de GNL deverão ser suficientes para o atendimento dos mercados das companhias distribuidoras estaduais e das atuais termelétricas no horizonte decenal. Para o atendimento do mercado de gás além de 2015, serão necessárias outras soluções de transporte de gás natural, que serão definidas na medida da confirmação da localização e dos volumes de oferta provenientes das futuras descobertas. Entre as alternativas, incluem-se a ampliação da malha de gasodutos em território brasileiro, conectando regiões ou outros países, como Venezuela, Bolívia, Peru, etc. e também a expansão da importação de GNL.

As alternativas para monetização dos recursos de gás são a liquefação do gás, já discutida anteriormente, e os processos *Gas-To-Liquid* (GTL). Com a possibilidade de "comoditização" do gás natural por meio do GNL, adiciona-se também a flexibilidade de suprimento como elemento atrator no uso desta opção. No que tange à economicidade desta alternativa, esta tem melhorado nos últimos anos, resultado de progressos na redução de custos obtida em diversas etapas da cadeia do GNL.

A utilização de processos de conversão química do gás natural – como os processos GTL – em derivados líquidos combustíveis (principalmente, nafta e óleo diesel) é uma alternativa de monetização de reservas de gás natural. No Brasil, a Petrobras opera desde 2002 uma planta de produção de óleo diesel por GTL em escala piloto, localizada em São Mateus (PR).

Em termos de competitividade econômica, a tecnologia GTL ainda se depara com custos de investimento superiores àqueles observados em refinarias convencionais, mas quando comparada com uma refinaria moderna, onde o enxofre é eliminado do combustível, a tecnologia GTL pode se tornar competitiva. A predição das perspectivas da tecnologia GTL é difícil, contudo, de ser realizada sem elevado grau de certeza. Trata-se de uma tecnologia ainda em seus estágios iniciais em termos comerciais.

Por fim, na distribuição, que é a última etapa do sistema de fornecimento de gás natural ao consumidor final, para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial, o gás deve atender a padrões rígidos de especificação e, praticamente, isento de contaminantes, de modo a não ocasionar problemas aos equipamentos em que será utilizado como combustível ou matéria-prima.

A malha de distribuição de gás natural necessitará, por certo, de expansão na grande maioria dos estados brasileiros. Mesmo naqueles onde já existe malha relativamente extensa, há o permanente desafio de expandir a base de consumo, em especial, nos setores com menor porte individual de demanda, como é o caso dos setores residencial e comercial.

Ressalte-se que a expansão da rede de distribuição está na esfera administrativa dos estados. Com efeito, de acordo com o art. 25 da Constituição Federal, é da competência dos estados, diretamente ou através de concessões, a atividade de distribuição de gás canalizado. Atualmente, o país registra a existência de 25 distribuidoras estaduais de gás canalizado, embora apenas 18 estejam efetivamente em operação.

## 4.5 Produção

Para efeito da avaliação da expectativa de produção de gás natural no longo prazo (até 2030), convém dividir o horizonte em três períodos:

- Um primeiro, até 2011, no qual estão presentes os condicionantes de curto prazo que limitam a capacidade de produção;
- Um segundo período, entre 2012 e 2016, para o qual a referência básica são os estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em elaboração pela EPE; e
- Um terceiro, após 2016, para o qual é admissível formular hipóteses mais livres para a evolução da produção.

Para o primeiro período, a principal referência é o Plano de Negócios 2007–2011, divulgado pela Petrobras, que prevê a entrega de 71 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2011, o que significa uma produção de cerca de 94 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Na construção de um cenário plausível para o segundo período, consideraram-se como determinantes os resultados dos leilões de áreas de exploração e produção de petróleo e gás realizados pela ANP e, especificamente, as características geológicas das áreas arrematadas e o tempo requerido para que os campos associados entrem em fase de produção. Nesse período, embora a produção dos campos descobertos até 2005 deva ainda responder pela maior parte da produção nacional, a participação esperada de novas descobertas nos blocos licitados deve chegar aos 35%.

Para o terceiro período, além dos campos descobertos até 2005 e daqueles previstos serem descobertos nos blocos exploratórios licitados até a sétima rodada, considerou-se a possibilidade de aproveitamento de recursos não descobertos em áreas ainda não licitadas.

Nessas condições, considerando-se ainda as necessidades de reinjeção, consumo próprio das instalações de exploração e produção, queima e perdas, pode-se estimar a evolução da curva de produção conforme indicado na Figura 4.4. Observe-se que a hipótese é de quintuplicar a produção atual de gás (48,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2005) até 2025, atingindo-se o valor de 251,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Tomando como referência o valor projetado no Plano de Negócios da Petrobras para 2010, de cerca de 94 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o esforço requerido seria de expandir a produção de gás 2,8 vezes em 15 anos.

**114**

Considerando-se uma razão reserva/produção de 18 anos<sup>21</sup>, tem-se que as projeções realizadas significam utilização das atuais reservas provadas, das reservas com 95% de probabilidade (F95) e de uma parcela das reservas com 50% de probabilidade (F50). De fato, de acordo com as hipóteses de cálculo admitidas, a produção acumulada entre 2005 e 2030 é de 1.443 bilhões de m<sup>3</sup>. Em adição, o acréscimo nas reservas é de 1.344 bilhões de m<sup>3</sup> (ver Tabela 4.3). Somados, esses valores montam a 2.787 bilhões de m<sup>3</sup>, volume que corresponde às reservas provadas, aos recursos ainda não descobertos com 95% de probabilidade e a menos de 40% dos recursos ainda não descobertos com 50% de probabilidade (F50).

<sup>21</sup> Em 2005, a razão R/P foi de 17,3 anos, dada a produção de 48,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia e reservas provadas de 306 bilhões de m<sup>3</sup>.

Figura 4.4: Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural

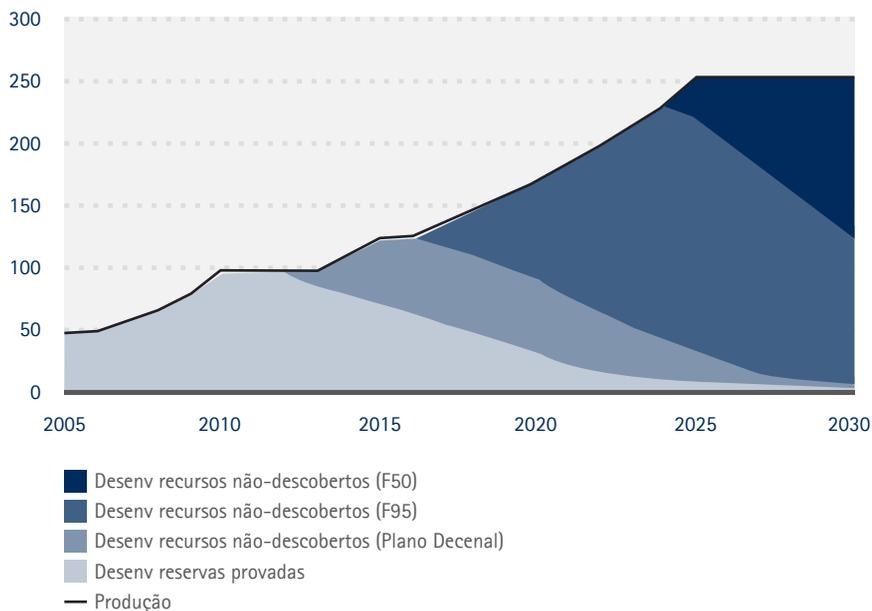
(milhões de m<sup>3</sup>/dia)

Tabela 4.3: Projeção das Reservas e da Produção Nacionais de Gás Natural

ANO	PRODUÇÃO <sup>1</sup> MILHÕES M <sup>3</sup> /DIA	RESERVAS BILHÕES DE M <sup>3</sup>	R/P ANOS
2005	48,5 <sup>2</sup>	306	17,3
2010	94,2 <sup>3</sup>	595 <sup>4</sup>	17,3
2020	169,0	1.110	18,0
2030	251,7	1.650	18,0
ACUMULADO <sup>5</sup>	1.443,0		

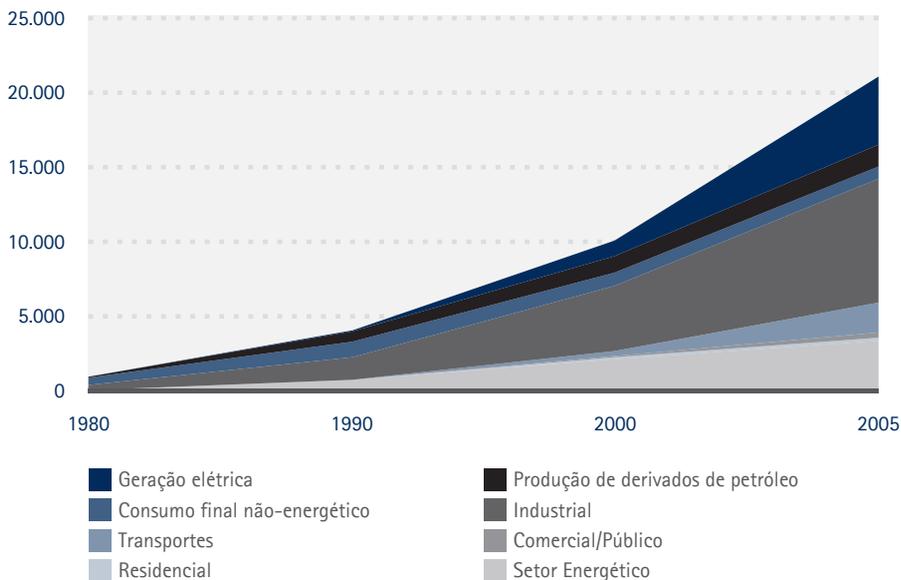
<sup>1</sup>inclui parcela para consumo próprio, queima e reinjeção; <sup>2</sup>valor verificado; <sup>3</sup>estimado a partir da previsão de entrega de gás (71 milhões de m<sup>3</sup>/dia) do Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras; <sup>4</sup>estimado a partir da razão R/P verificada em 2005. A título de comparação, conforme dados da ANP ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)), em 2006 as reservas brasileiras totais de gás natural foram de 588,6 bilhões de m<sup>3</sup>. <sup>5</sup>em bilhões de m<sup>3</sup>, no período 2005-2030.

## 4.6 Projeção do Consumo Total

O consumo final de gás natural no Brasil tem crescido em ritmo bastante acelerado nos últimos quinze anos, tendo sido registrada uma taxa média anual de crescimento de 10,3% ao ano. Entre os setores de consumo que mais contribuíram para esse crescimento estão a indústria e o setor energético. Merece destaque também o setor de transportes que, no ano 2000, respondia por aproximadamente 4% do consumo final de gás natural no Brasil, proporção que evoluiu para quase 18% em 2005. Esse aumento decorre da penetração do gás natural veicular – GNV no país,

especialmente nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Bahia, Pernambuco e Santa Catarina, que, em 2005, detinham 83% da frota de conversões acumuladas até esse ano. A geração elétrica a partir do gás natural ganha impulso a partir da maior disponibilidade de gás natural devido à importação da Bolívia. Esse aumento na oferta também possibilitou à indústria brasileira ampliar os volumes consumidos, proporcionando a substituição de óleo combustível, principalmente. A Figura 4.5 ilustra a evolução histórica do consumo total de gás natural no Brasil.

Figura 4.5: Evolução Histórica do Consumo Total de Gás Natural  
(milhões de m<sup>3</sup>/ano)



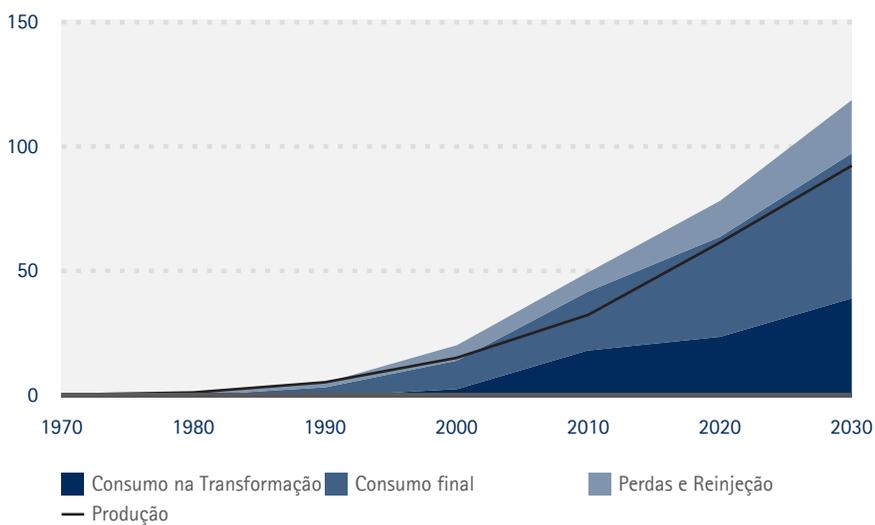
No longo prazo, a expectativa é de crescimento sustentado do consumo de gás natural, porém a taxas mais baixas do que as observadas no passado recente. Tal desaceleração é justificável por serem naturalmente mais reduzidas as possibilidades de ganho de participação pela substituição de energéticos como o óleo combustível, a lenha e o GLP. Ainda assim, estima-se que o consumo total projetado de gás natural no Brasil cresça, a uma taxa média anual de 6,3% ao ano ao longo dos próximos 25 anos, conforme os valores apresentados na Tabela 4.4. A Figura 4.6 ilustra a evolução deste consumo total de gás natural e da produção doméstica projetada no horizonte do PNE 2030.

Tabela 4.4: Projeção do Balanço de Gás Natural

(milhões de m<sup>3</sup>/ano)

	2005	2010	2020	2030
Consumo total	20.973	42.079	63.826	97.460
Transformação	5.934	18.897	23.957	39.419
Produção derivados de petróleo	1.429	4.903	8.114	15.367
Geração de energia elétrica	4.505	13.994	15.843	24.052
Consumo final	15.040	23.181	39.869	58.040
Consumo não-energético	849	1.082	2.854	4.413
Consumo energético	14.191	22.099	37.015	53.627
Setor energético	3.500	6.468	11.720	16.537
Residencial	217	432	666	812
Comercial/Público	321	426	790	1.513
Transportes	1.945	3.231	4.940	7.048
Industrial	8.209	11.543	18.899	27.718

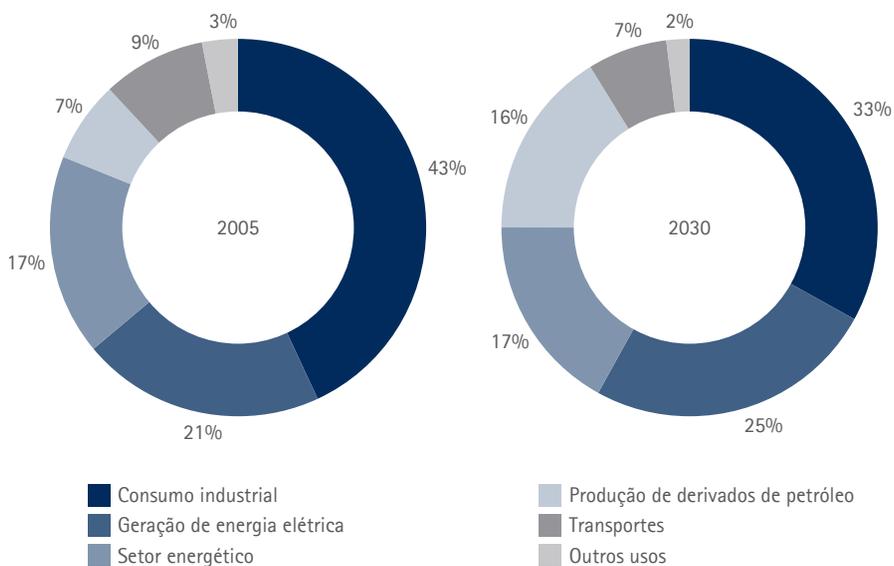
Figura 4.6: Evolução do Consumo Total de Gás Natural

(milhões de m<sup>3</sup>/ano)

Em termos de estrutura do consumo final, as projeções indicam ganho relativo de participação da geração de energia elétrica, que passa a consumir, em média, mais de 65 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2030. O consumo de gás natural na indústria segue crescendo em substituição ao óleo combustível e a outros energéticos (lenha e GLP) e também pela expansão da capacidade instalada de cogeração bem como pela entrada de novos empreendimentos baseados no consumo de gás natural. Projeta-se um crescimento à taxa média de 5% ao ano ao longo do horizonte de estudo, taxa superior ao crescimento da economia brasileira no mesmo período (4,1 % ao ano). Não obstante, o consumo industrial de gás natural registra queda de participação relativa no consumo total.

A comparação da estrutura do consumo total de gás natural em 2005 e 2030 é apresentada na Figura 4.7. No período, ganha destaque também a produção de derivados de petróleo a partir do gás, aproveitando a fração de líquidos de gás natural (LGN), com crescente disponibilidade devido ao aumento da produção doméstica até 2030.

Figura 4.7: Estrutura do Consumo Total de Gás Natural



## 4.7 Expansão da Capacidade de Oferta de Gás Natural

A Tabela 4.5 e a Figura 4.8 apresentam os principais indicadores projetados para a oferta e a demanda de gás natural no país ao longo do horizonte de estudo. O crescimento da demanda no longo prazo *vis-à-vis* as perspectivas de produção nacional de gás natural sinaliza a necessidade de complementação da oferta de gás natural no país através da importação de pouco mais de 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2030. Isso significa ampliar em 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia a capacidade de importação atual (30 milhões de m<sup>3</sup>/dia no gasoduto Bolívia-Brasil). Considerada a importação

planejada de GNL – capacidade de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2009 –, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Tabela 4.5: Projeção da Oferta e da Demanda de Gás Natural

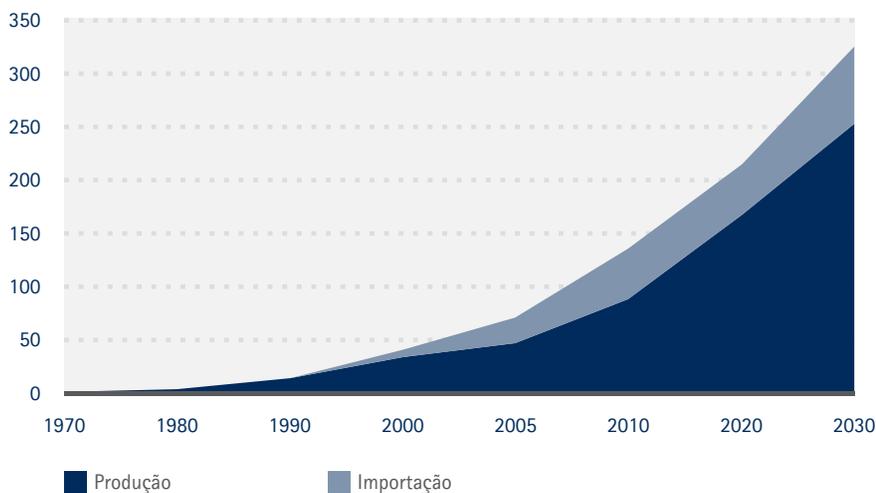
(milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção	48,5	94,2	169,0	251,7
Importação	24,6	47,0	45,9	71,9
Perdas e reinjeção <sup>1</sup>	15,7	25,9	40,1	56,6
Consumo total <sup>2</sup>	57,5	115,3	174,9	267,0

<sup>1</sup>Inclui volume não aproveitado e diferenças. <sup>2</sup>Inclui consumo energético e não energético.

Figura 4.8: Evolução do balanço de gás natural no Brasil até 2030<sup>1</sup>

(em milhões de m<sup>3</sup>/dia)



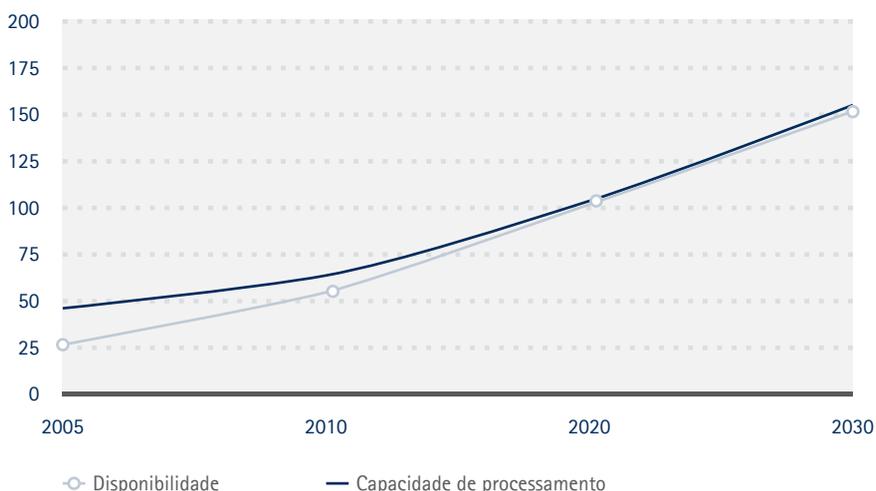
Nota: Produção + importação = Consumo total + perdas/reinjeção

Importa ressaltar que, mesmo nas condições do balanço que se projeta, esse volume de importação pode ser maior, tendo em vista a demanda de gás para geração de energia elétrica. Com efeito, o consumo de gás para esse uso pode atingir valores maiores na hipótese de despacho máximo das usinas termelétricas. Nessa situação, o GNL pode funcionar como um "pulmão" desse mercado. Nessa situação, seria justificável uma importação adicional (em relação a 2005) de pelo menos 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia por gasodutos.

Observe-se ainda que uma parcela da produção nacional de gás natural corresponde às perdas e reinjeção – apenas a diferença está efetivamente disponível ao consumo final. Assim, a disponi-

bilidade de gás natural para seu processamento nas unidades de processamento de gás natural – UPGN é menor que os 250 milhões de m<sup>3</sup>/dia projetados para produção doméstica em 2030. A evolução da necessidade de capacidade de UPGN é apresentada na Figura 4.9. Em relação à capacidade atualmente instalada (2005), estima-se, nessas condições, que será necessária a instalação de 20 novas unidades de processamento, tomando-se como referência a capacidade unitária padrão de 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Figura 4.9: Expansão da Capacidade de Processamento de Gás Natural  
(milhões de m<sup>3</sup>/dia)



120

Por fim, quanto à expansão da capacidade de transporte do gás natural, indica-se necessário ampliar as instalações que interligam a malha de gasodutos e as UPGN, apenas para o escoamento da produção nacional disponível para o consumo. Considerando as projeções apresentadas e que a disponibilidade de gás para essas unidades foi, em 2005, de 27 milhões de m<sup>3</sup>/dia, essa expansão significa pelo menos triplicar a capacidade atual, de modo a possibilitar o transporte de mais de 150 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

## 4.8 Meio Ambiente

Os impactos ambientais decorrentes da expansão da infra-estrutura de oferta de gás natural apresentam, tipicamente, a mesma natureza daqueles já discutidos no capítulo anterior, referente ao petróleo. Com efeito, na exploração e produção, ainda que as ocorrências de gás não estejam associadas às de petróleo, as atividades apresentam o mesmo perfil. As legislações que tratam da questão ambiental do petróleo são basicamente aplicáveis às atividades de exploração e produção do gás, especialmente no Brasil, onde, em um caso e noutro, há predominância de atividades *off shore*.

Uma diferença importante está na fase de transporte e distribuição. Embora o petróleo seja muitas vezes transportado por dutos, a distribuição de seus derivados é feita de modo disperso e tratada normalmente como uma atividade comercial comum. No caso do gás, a prevalência de dutos torna o licenciamento ambiental uma etapa relevante na implantação de um projeto de transporte e distribuição.

Outra diferença está no refino, em que o paralelo com o gás se estabelece nas UPGNs. Neste caso, por serem essas unidades, em geral, de porte menor do que uma refinaria, os impactos tendem a ser menores e localizados, o que simplifica o processo de licenciamento.

Por fim, com relação às exigências quanto às especificações dos produtos, importa salientar que o gás natural tem se tornado um energético de crescente importância na matriz mundial inclusive por produzir impactos ambientais menores (nível de emissões de gases mais baixo) do que os derivados do petróleo. A portaria ANP nº 104, de 8 de julho de 2002, estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.



# 5

## **Cana-de-açúcar**

Introdução

Expansão da Produção de Cana

Oferta de Biomassa para Fins Energéticos

Situação atual

Recuperação da palha

Hidrólise

Projeções

Produção e Consumo de Etanol

Impactos e Benefícios

Socioambientais

Impactos da plantação de cana

Impactos da produção de açúcar e álcool

Benefícios

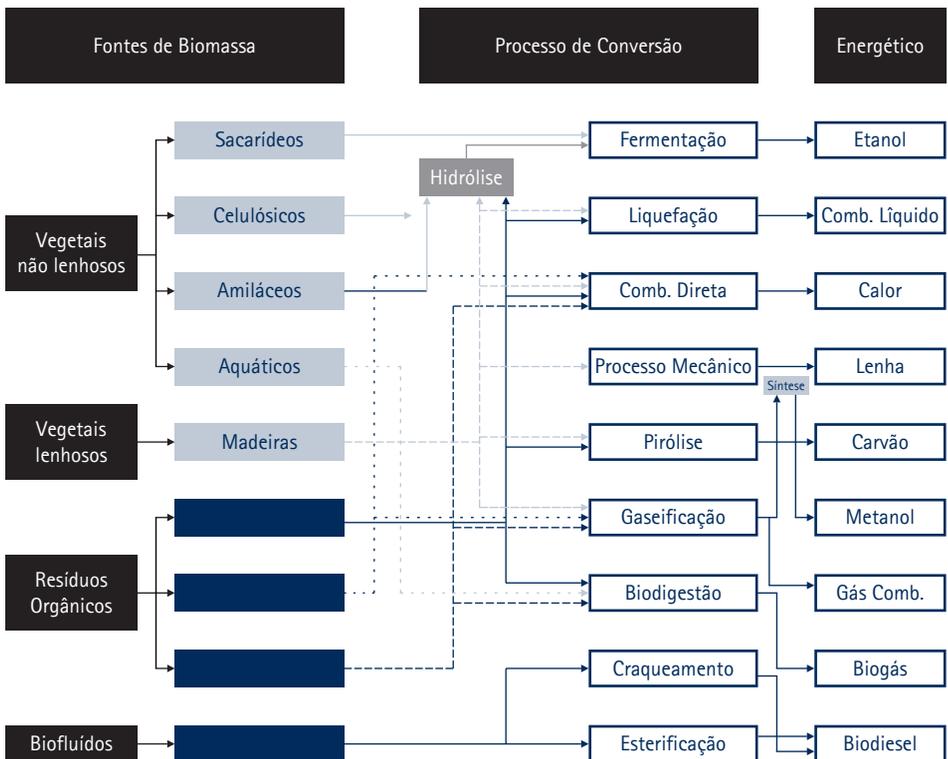
## 5.1 Introdução

Dentro de uma perspectiva de longo prazo, a biomassa para fins energéticos em geral, e como fonte para geração de energia elétrica em particular, está entre as fontes renováveis com maiores possibilidades, seja em termos de natureza e origem, seja em termos de tecnologia de conversão em produtos energéticos.

O termo biomassa compreende a matéria vegetal gerada pela fotossíntese e seus diversos produtos e subprodutos derivados, tais como florestas, culturas e resíduos agrícolas, dejetos animais e matéria orgânica, contida nos rejeitos industrial e urbano. Essa matéria contém a energia química acumulada através da transformação energética da radiação solar e pode ser diretamente liberada por meio da combustão, ou ser convertida, através de diferentes processos, em produtos energéticos de natureza distinta, tais como carvão vegetal, etanol, gases combustíveis e de síntese, óleos vegetais combustíveis e outros.

A biomassa energética apresenta rotas significativamente diversificadas, como pode ser visto na Figura 5.1, com extensa variedade de fontes, que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas.

Figura 5.1: Processos de Conversão Energética da Biomassa



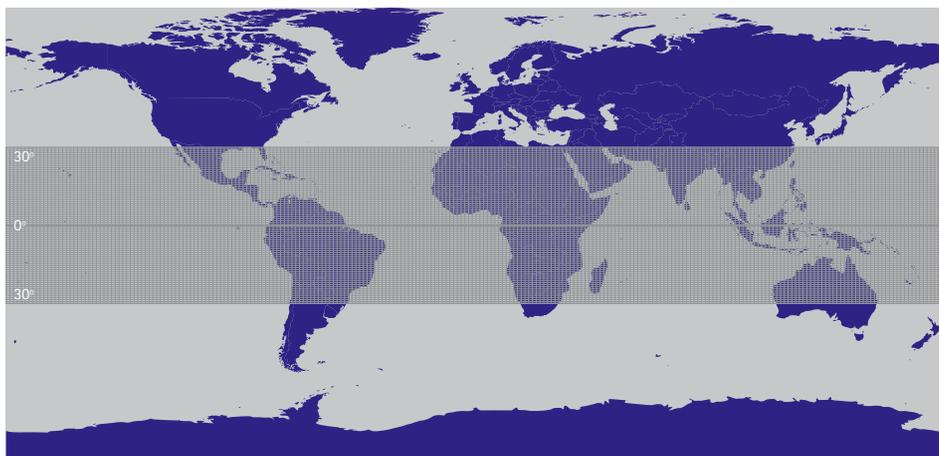
Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2003)

Existem várias tecnologias para os processos de conversão, que incluem desde a simples combustão para obtenção da energia térmica até processos físico-químicos e bioquímicos complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos e outros produtos, e que variam em escala, desde a micro até a larga escala, com significativa amplitude na maturidade do sistema energético e no desenvolvimento das tecnologias.

As condições naturais e geográficas favoráveis do Brasil justificam o entendimento de que o país reúne vantagens comparativas expressivas para assumir posição de destaque, no plano mundial, na produção e uso da biomassa como recurso energético. Entre elas destacam-se a grande quantidade de terra agricultável com características adequadas do solo e condições climáticas, a perspectiva de incorporação de novas áreas onde os impactos ambientais estão circunscritos ao socialmente aceito, além da possibilidade de múltiplos cultivos dentro do ano calendário.

Situado, predominantemente, na faixa tropical e subtropical do planeta, entre o Trópico de Câncer, a 30°N, e o Trópico de Capricórnio, a 30°S, a região do planeta mais propensa à produção de biomassa (Figura 5.2), o Brasil recebe intensa radiação solar ao longo de todo o ano, a fonte de energia fundamental da produção de biomassa, seja sua finalidade a produção agrícola e pecuária para alimentação humana ou a produção de culturas com fins agroindustriais.

Figura 5.2: Faixa Tropical e Sub-tropical do Planeta



Dentre os países situados nessa faixa, o Brasil é um dos que apresenta maior potencial de produção agrícola. De fato, na África e na Austrália a maior parte do território é caracterizada por áreas desérticas, portanto, economicamente inviáveis para a produção, ao nível do conhecimento tecnológico atual. Adicionalmente, o Brasil, com sua dimensão continental e diversidade geográfica, apresentando diversidade de clima e exuberância de biodiversidade, além de deter um quarto das reservas superficiais e sub-superficiais de água doce do mundo, consegue produzir praticamente todos os principais produtos agrícolas comercializados mundialmente. Em complemento, reconhece-se mundialmente que o país apresenta importantes avanços no desen-

volvimento e implantação de tecnologia de agricultura tropical, em que um dos paradigmas é a agroindústria de etanol.

Embora conte com uma atividade agrícola bastante intensa, o Brasil dispõe, ainda, de vasta extensão de terra agricultável disponível (fronteira agrícola), sem prejudicar áreas de florestas e de preservação ambiental, como pode ser inferido das estatísticas de ocupação do solo apresentadas na Tabela 5.1. Como pode ser observado desses dados, a disponibilidade de terras adicionais para cultivo é da ordem de 90 milhões de hectares, ou seja, quase 11% da área total do território brasileiro.

Tabela 5.1: Ocupação do solo no Brasil

TIPO DE USO OU OCUPAÇÃO	10 <sup>6</sup> HA	%
Floresta Amazônica e áreas de proteção ambiental <sup>1</sup>	405	47,6
Áreas urbanas, vias, cursos d'água e outros	20	2,4
Área disponível para produção agropecuária	366	43,0
Pastagens	210	24,7
Culturas temporárias e permanentes	61	7,2
Florestas cultivadas	5	0,6
Fronteira agrícola	90	10,6
Outros Usos	60	7,1
<b>TOTAL</b>	<b>851</b>	<b>100,0</b>

<sup>1</sup>Inclui Mata Atlântica, Pantanal Mato-grossense, Terras Indígenas, áreas de proteção formalmente constituídas e outras  
Fonte: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA (2006)

Tomando por base apenas os principais produtos agrícolas, que compreendem cerca de 90% da área plantada atual e 85% da produção física, pode-se estimar que a produção e oferta de resíduos de biomassa como fonte de energia primária, em 2005, foi de 558 milhões de toneladas em base seca, conforme indicado na Tabela 5.2. Esse valor significa uma expressiva quantidade de energia primária renovável produzida no país e potencialmente aplicável para fins energéticos. De fato, feita a conversão para barris equivalentes de petróleo, tem-se que o conteúdo energético do resíduo produzido nesse ano foi da ordem de 4,2 milhões bep/dia, valor quase 2,5 vezes maior que a produção média brasileira de petróleo no mesmo ano (1,7 milhões de barris por dia).

Uma parte desse potencial já é hoje aproveitada, especialmente o bagaço da cana e a lixívia para produção de energia elétrica, em geral na forma de autoprodução. Mais recentemente, avanços tecnológicos aumentaram, em muito, a perspectiva de maior eficiência no uso do bagaço e o aproveitamento da palha na geração de eletricidade e, mesmo, o uso do bagaço para a produção de etanol celulósico. Mas, o aproveitamento mais intenso desse potencial requer, naturalmente, investimentos no desenvolvimento de rotas tecnológicas para sua recuperação e em equipamentos capazes de recuperar de forma adequada a biomassa, que hoje é subutilizada ou abandonada no campo, e de transportá-la até a unidade na qual será processada a transformação.

Tabela 5.2: Oferta mássica de biomassa no Brasil em 2005

	10 <sup>6</sup> t/ano	10 <sup>6</sup> bep/dia <sup>1</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>558</b>	<b>4,24</b>
<b>Resíduos Agrícolas</b>	<b>478</b>	<b>3,54</b>
Soja	185	1,25
Milho	176	1,43
Arroz (palha)	57	0,42
Cana-de-açúcar (palha)	60	0,44
<b>Resíduos Agroindustriais</b>	<b>80</b>	<b>0,59</b>
Cana-de-açúcar (bagaço)	58	0,46
Arroz (casca)	2	0,02
Lixívia <sup>2</sup>	13	0,08
Madeira <sup>3</sup>	6	0,04
<b>Florestas Energéticas</b>	<b>13</b>	<b>0,11</b>
Madeira Excedente <sup>4</sup>	13	0,11

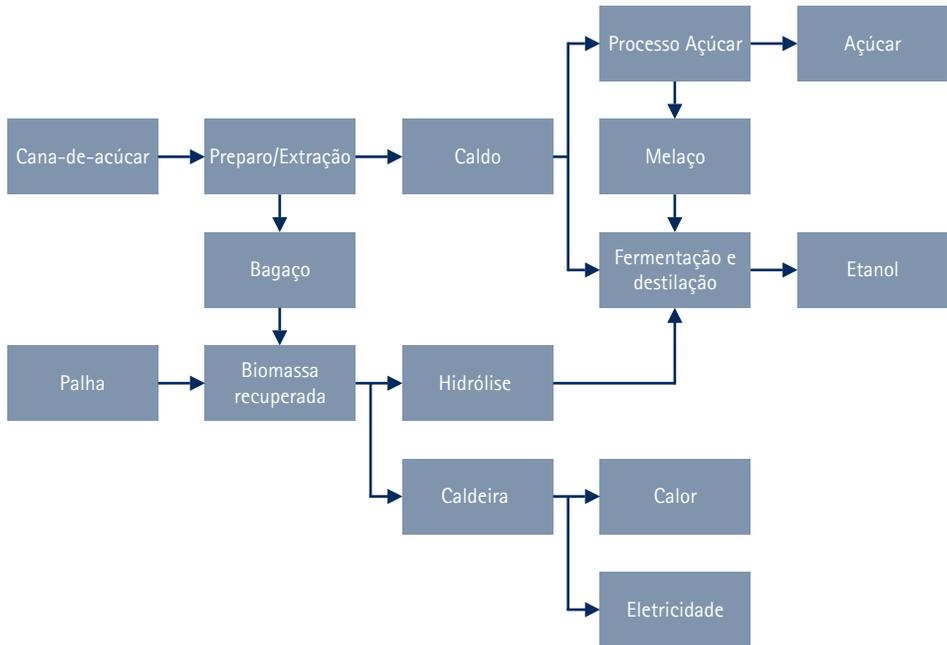
<sup>1</sup>Considerou-se na conversão 1 bep = 5,95 GJ; <sup>2</sup>Licor negro, com concentração entre 75 e 80% de resíduos sólidos; <sup>3</sup>Resíduos de madeira da indústria de celulose: lenha, cavaco e cascas de árvore; <sup>4</sup>Diferença entre a quantificação teórica da produção potencial nas áreas ocupadas pela silvicultura e o consumo de madeira em tora para uso industrial oriundo de florestas plantadas.

Merecem destaque os resíduos da cana, uma vez que cerca de 50 % dessa biomassa já se encontra disponível nas instalações industriais e, em 2005, somaram 118 milhões de toneladas em base seca, o equivalente a 900 mil barris equivalentes de petróleo por dia. Seu uso como energético primário já é tradicional no setor sucroalcooleiro, embora em bases de eficiência ainda não satisfatórias. Apesar disso, o setor sucroalcooleiro brasileiro, talvez em razão da experiência exitosa do uso do etanol, é de todos os setores agroindustriais o que tem apresentado maiores avanços em pesquisa e desenvolvimento, com vistas à recuperação dos resíduos agrícolas. Assim, o aproveitamento desse potencial, especialmente para a geração de energia elétrica, revela-se, no horizonte do PNE 2030, promissor e estratégico.

Corroborando o exposto, instituições como a FAPRI e F.O.LICHT destacam, também, a perspectiva de forte crescimento da demanda mundial por açúcar e etanol, o que deverá elevar a produção mundial de açúcar dos atuais 144,2 milhões de toneladas por ano para 168,4 milhões de toneladas por ano em 2015, e a produção de etanol dos atuais 45 milhões de m<sup>3</sup> para 115 milhões de m<sup>3</sup> por ano em 2015. Esse quadro deve funcionar, naturalmente, como mais um elemento dinamizador da produção de biomassa brasileira a partir da cana.

A cadeia produtiva da cana-de-açúcar, representada na Figura 5.3, possui como principais produtos o etanol e o açúcar. Durante o processo, é gerado um subproduto, o bagaço de cana, que pode ser aproveitado em caldeiras para a geração de calor e eletricidade para o próprio processo, além de excedentes de energia elétrica, que podem ser comercializados.

Figura 5.3: Cadeia Produtiva da Cana-de-açúcar



128

Existem diversas tecnologias em desenvolvimento para melhorar o rendimento e a eficiência do processo. Dentre elas, destacam-se a hidrólise da biomassa para a produção de etanol e a recuperação da palha deixada no campo. O processo de hidrólise consiste no rompimento das ligações químicas existentes entre as unidades de glicose que constituem a celulose presente nos vegetais. O desenvolvimento de um processo de hidrólise economicamente viável da matéria-prima celulósica pode resultar em um aumento significativo do rendimento do processo de produção de etanol, além da possibilidade de produzir etanol a partir de qualquer matéria-prima de origem vegetal.

Já para efetuar a recuperação da palha deixada no campo são necessárias apenas algumas adaptações ao processo de colheita da cana. A disseminação dessa prática pode permitir um aumento na quantidade de biomassa disponível para a geração de calor e eletricidade, direcionando o bagaço da cana que hoje é queimado nas caldeiras das usinas para a produção de etanol a partir do processo de hidrólise.

## 5.2 Expansão da Produção de Cana-de-açúcar

Em 2005, o Brasil produziu 28,2 milhões de toneladas de açúcar, das quais 17,8 milhões destinaram-se à exportação, e 16,0 milhões de m<sup>3</sup> de etanol, dos quais foram exportados 2,5 milhões. O *market share* mundial do Brasil correspondeu a aproximadamente 50% da quantidade total de açúcar comercializada internacionalmente e 45% do volume de etanol transacionado no mercado mundial.

Nos cenários formulados, o agronegócio brasileiro aproveita as suas vantagens competitivas naturais e experimenta um crescimento elevado durante todo o período, especialmente no caso dos Cenários A e B1. A preocupação crescente com as questões ambientais, incluindo o aquecimento global, aumenta o interesse pelas fontes de energia renováveis e contribui para a expansão da produção de biocombustíveis. Uma maior abertura dos mercados também contribui para o aumento da produção de biocombustíveis, favorecendo as exportações.

Mas, naturalmente, a evolução da produção de cana-de-açúcar está relacionada com a expansão da área plantada e o aumento de produtividade da cultura. A perspectiva é de, nos próximos anos, aumentarem a produção e a produtividade, de forma que o país deverá continuar ocupando importante posição nestes mercados. De fato, as entidades do setor e o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento sinalizam uma produção de 45,2 milhões de toneladas de açúcar e de 36,8 milhões de m<sup>3</sup> de etanol em 2015. Uma projeção tendencial, com base na evolução histórica, aponta, para 2030, produção de 78 milhões de toneladas de açúcar e 67 milhões de m<sup>3</sup> de etanol.

Para alcançar esses níveis de produção, tendo em conta a mesma evolução de produtividade agrícola e agroindustrial verificada nas últimas duas décadas, e não considerando avanços tecnológicos que configurem quebra estrutural, como a hidrólise de material celulósico, a produção de cana-de-açúcar deve alcançar, respectivamente em 2010, 2020 e 2030, 518, 849 e 1.140 milhões de toneladas. Esses patamares de produção resultam na produção dos quantitativos de resíduos agrícolas e agroindustriais do setor sucroalcooleiro apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Expansão da produção brasileira de cana e derivados

	2005	2010	2020	2030
<b>Cana-de-açúcar</b>				
Produção (10 <sup>6</sup> t)	431	518	849	1.140
Área ocupada (10 <sup>6</sup> ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
<b>Açúcar (10<sup>6</sup> t)</b>				
Produção	28,2	32,0	52,0	78,0
Exportação	17,8	21-23	28-30	31-37
<b>Etanol (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,4	14,2	11,5
<b>Biomassa (10<sup>6</sup> t)</b>				
Bagaço	58	70	119	154
Palha	60	73	119	160

Essa produção, nas condições descritas, requer que a área ocupada pela produção de cana-de-açúcar no Brasil passe dos atuais 5,6 milhões de hectares para aproximadamente 6,7, 10,6 e 13,9 milhões de hectares, respectivamente em 2010, 2020 e 2030. Considerando-se a área de produção agropecuária total disponível, da ordem de 366 milhões de hectares, a área ocupada em 2030 pela cultura da cana-de-açúcar equivaleria a aproximadamente 3,8% desse valor.

### 5.3 Oferta de Biomassa para Fins Energéticos

A oferta de biomassa do setor sucroalcooleiro está associada à evolução da capacidade de produção de cana-de-açúcar que deverá ser expandida no horizonte de estudo. Nessa expansão, considera-se que as novas áreas de produção agrícola serão implantadas voltadas para o atendimento da capacidade de processamento adicional na produção de açúcar e etanol. Além disso, de forma a permitir o aproveitamento econômico do potencial de produção de biomassa da cana, seja como combustível ou como matéria-prima, entende-se que serão incorporados os novos paradigmas tecnológicos do setor, em que a mecanização da cultura e a recuperação da palha apresentam maior viabilidade. Da mesma forma, considera-se a hipótese de que as novas unidades de processamento estarão preparadas para a implantação das tecnologias de produção do etanol através da hidrólise, colocando-as como as que maiores quantidades de bagaço podem desviar da geração de energia elétrica. Ou seja, a partir da disponibilidade da tecnologia de hidrólise, etanol e eletricidade passam a concorrer pelo mesmo insumo.

#### 130

#### Situação atual

O setor sucroalcooleiro brasileiro apresenta uma produção de biomassa com enorme potencial de aproveitamento, tanto para energia elétrica, como para outras formas de produção de energia derivadas da biomassa celulósica. Também é significativo o potencial, em termos das opções economicamente viáveis de desenvolvimento de rotas tecnológicas de recuperação e transporte da biomassa residual da cultura, que pode desempenhar, em futuro próximo, papel fundamental em termos energéticos.

Hoje, todo o bagaço produzido é utilizado na produção de energia elétrica e calor de processo, grande parte voltada para o atendimento das necessidades da própria usina de açúcar e álcool (autoprodução), porém em unidades térmicas de baixa eficiência. Quanto à palha, toda ela é deixada no solo, funcionando como adubo orgânico para a cultura.

A potência instalada no Brasil para produção de eletricidade a partir da biomassa da cana é de 2.822 MW, em mais de 250 usinas, representando aproximadamente 14% da capacidade termelétrica atual do país. Basicamente, a tecnologia de geração utilizada compreende ciclos de contrapressão, com caldeiras de baixa pressão e baixa eficiência. De fato, nessas condições, para uma safra de 400 milhões de toneladas de cana, comparável com o volume da safra 2004/2005, estima-se que a produção de energia elétrica possa chegar a 8,1 TWh/ano. Para se ter uma idéia do potencial disponível, o mesmo volume de biomassa utilizado em um ciclo de contrapressão eficientizado, com caldeiras de pressão mais elevada, permitiria uma produção de energia elétrica três vezes maior, de até 24,3 TWh/ano. Também, a recuperação de parte da palha, visando à utilização como biomassa para fins energéticos, permitiria elevar a produção de eletricidade em cerca de 40%. Assim, nas condições de safra e tecnologia descritas (situação atual), a geração

de eletricidade poderia atingir, respectivamente, 11,6 e 34,9 TWh/ano, com caldeiras operando a pressões mais elevadas. A Figura 5.4 apresenta o potencial de produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana, em função da tecnologia utilizada na conversão, considerando sistemas com e sem a recuperação da palha, para um volume de safra anual de 400 milhões de toneladas de cana.

Figura 5.4: Potencial de Produção de Eletricidade a partir da Biomassa da Cana (TWh/ano - produção de cana de 400 milhões de toneladas/ano)



Tecnologias para produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana

1. Ciclo de contrapressão (atual)
2. Ciclo de contrapressão eficientizado
3. Ciclo de condensação e extração
4. Gaseificação da biomassa e ciclo combinado

## Recuperação da palha

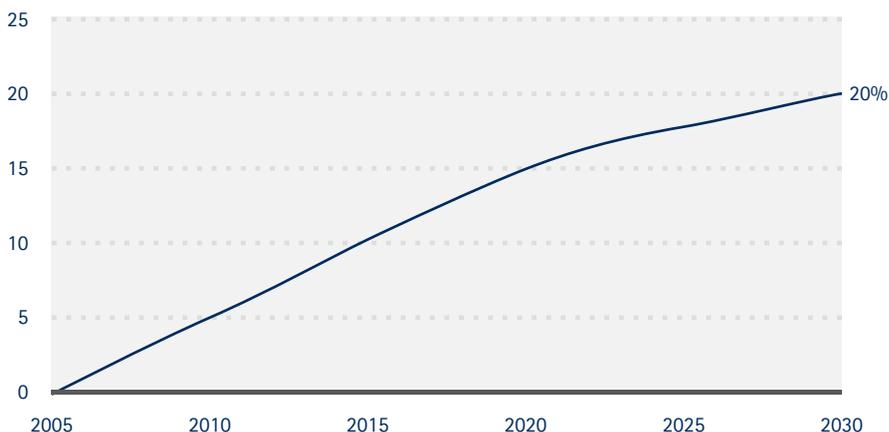
A palha representa aproximadamente um terço do conteúdo energético da cana-de-açúcar. A elevação dos preços dos energéticos, em especial do petróleo, e os avanços tecnológicos colocam seu aproveitamento, como recurso energético, com uma perspectiva real. Teoricamente, a recuperação da palha permitiria dobrar a oferta de biomassa da cana, para um dado volume de safra. Porém, uma parte desse material deverá seguir sendo deixado na lavoura, devido ao seu importante papel na estrutura agrônômica, como a redução de custos de produção e de impactos ambientais.

Hoje, não há, praticamente, recuperação da palha no Brasil. A tendência, porém, é que, rapidamente, se inicie esse processo. Muitas unidades agroindustriais do setor sucroalcooleiro brasileiro já estão se preparando para isto.

A Figura 5.5 apresenta a evolução da recuperação da palha considerada nos estudos do PNE 2030. Estima-se que, em 2030, aproximadamente 20% da palha seja recuperada para compor a oferta

de biomassa da cana para fins energéticos. Com o aumento da produção de cana, isso significaria, nesse ano, uma oferta adicional de 31,9 milhões de toneladas de biomassa em base seca.

Figura 5.5: Índice de Recuperação da Palha da Cana-de-açúcar  
(% da massa de matéria produzida)



## Hidrólise

A maior parte da matéria vegetal com potencial de utilização não consiste de açúcares ou amido, mas sim de celulose, hemicelulose e lignina. A celulose e a hemicelulose podem ser convertidas em álcool através da conversão inicial destas em açúcares. O processo, entretanto, é mais complexo e mais caro do que a conversão de amido em açúcares e, em seguida, em álcool, e que a conversão direta de açúcares em álcool através da fermentação e destilação.

Existem diversos benefícios potenciais importantes, que podem ser obtidos do desenvolvimento de um processo viável e comercial da produção de etanol celulósico, entre os quais, se destaca o acesso a uma quantidade muito maior de matérias-primas, onde se incluem resíduos de materiais celulósicos e culturas celulósicas dedicadas, abrindo oportunidade para níveis muito maiores de produção de etanol e maior substituição de energia fóssil. Atualmente, praticamente não existe produção comercial de etanol a partir da biomassa celulósica. Contudo, na busca de maiores recursos para a produção de etanol, há um volume substancial de pesquisas que vêm sendo realizadas nessa direção, inclusive no Brasil, tanto em laboratórios, como em desenvolvimentos industriais.

Em todo o mundo há um grande interesse na utilização dos resíduos celulósicos para a produção de etanol e diversas rotas ácidas e enzimáticas estão sendo testadas, sempre em busca de processos eficientes para converter a celulose e a hemicelulose, respectivamente, em hexoses e pentoses fermentáveis, e, nos últimos anos, esse interesse tem acelerado a pesquisa e o desenvolvimento da sacarificação e da fermentação dessas matérias-primas.

É certo, porém, que o avanço da produção de etanol celulósico dependerá de seu custo de produção. Os fatores importantes na determinação desse custo na rota tecnológica da hidrólise da celulose são os custos da biomassa e do processamento e conversão, com destaque para o custo das enzimas e para a relação direta entre taxas de conversão e o custo de processamento.

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

No que diz respeito à oferta de matéria-prima celulósica, o bagaço de cana-de-açúcar tem um papel natural relevante. Além disso, seu emprego para este fim pode ser compensado com a recuperação da palha do campo para atendimento das necessidades energéticas de toda a unidade de processamento, permitindo a formação de um mix de uso de bagaço e palha para geração de energia elétrica.

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

No Brasil, há uma tecnologia em desenvolvimento cujo processo é uma variante dos processos que utilizam solvente orgânico. Atualmente, obtém-se cerca de 100 litros de etanol por tonelada de bagaço hidrolisado, mas espera-se atingir uma produtividade 80% superior com o aperfeiçoamento tecnológico. No estágio atual, não se recupera para etanol os açúcares derivados de hemicelulose, mas as análises técnico-econômicas são animadoras, quando esse processo é utilizado nas usinas em associação com o sistema convencional existente.

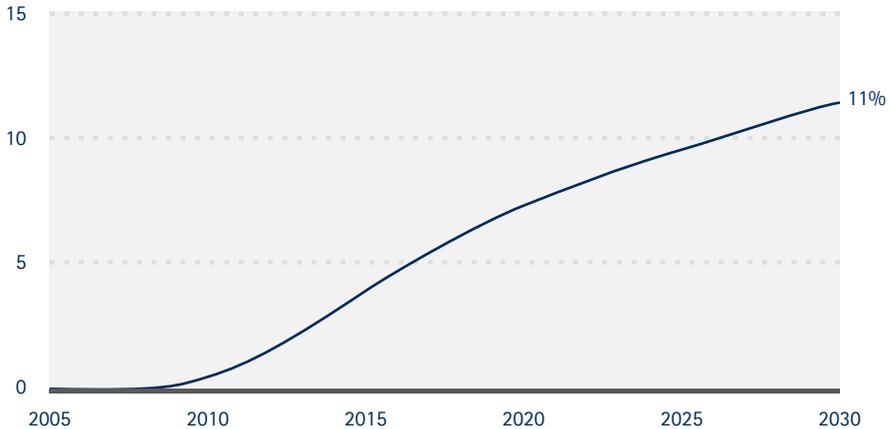
Em resumo, dentre os pontos fundamentais para a penetração da tecnologia de etanol celulósico no setor sucroalcooleiro brasileiro destacam-se:

- Desenvolvimento industrial e domínio da tecnologia, particularmente do desenvolvimento da hidrólise de lignocelulósicos pelas rotas ácida e enzimática, que por sua vez decorrem do domínio científico e industrial dos processos químicos e bioquímicos e da produção de enzimas economicamente viáveis;
- As condições mundiais de comercialização do etanol, em razão das potenciais barreiras de acesso aos mercados;
- Custo final e competitividade do *mix* de etanol produzido pelas unidades de processamento;
- Composição e integração das unidades de negócio de produção de açúcar, etanol e energia elétrica, pela complementaridade entre a contratação firme por longo prazo da energia elétrica do setor sucroalcooleiro e as volatilidades do mercado interno e externo das *commodities*.

Nessas condições, a evolução da utilização da oferta de biomassa da cana (bagaço e palha) na produção de etanol, considerada nos estudos do PNE 2030 é apresentada na Figura 5.6. Nesse cenário, estima-se que, em 2030, aproximadamente 11% dessa biomassa seja destinada à produção de etanol. Com o aumento da produção de cana, isso significaria, nesse ano, uma oferta de 36,0 milhões de toneladas de biomassa em base seca, capaz de produzir 9,9 milhões de m<sup>3</sup> de etanol.

Figura 5.6: Destinação da Biomassa da Cana para Produção de Etanol

(% da massa de matéria produzida)



### Projeções

A Tabela 5.4 resume as projeções da oferta mássica de biomassa do setor sucroalcooleiro brasileiro, em termos do resíduo do processo industrial (bagaço), e do resíduo agrícola (palha). Uma vez definido o crescimento da produção de cana e a oferta de resíduos da biomassa, formulou-se um cenário para a recuperação da palha no campo e para a destinação da biomassa para produção de etanol através da hidrólise. A partir desses valores, determinou-se a oferta de biomassa do setor sucroalcooleiro para geração de energia elétrica.

Tabela 5.4: Oferta de Biomassa da Cana  
(milhões de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
<b>Produção de cana</b>	<b>431</b>	<b>518</b>	<b>849</b>	<b>1.140</b>
<b>Biomassa produzida</b>	<b>117,8</b>	<b>141,9</b>	<b>233,5</b>	<b>313,5</b>
Bagaço	57,8	69,7	114,6	153,9
Palha	60,0	72,2	118,9	159,6
<b>Biomassa ofertada</b>	<b>57,8</b>	<b>73,3</b>	<b>132,3</b>	<b>185,8</b>
Uso do bagaço	100%	100%	100%	100%
Recuperação da palha	0%	5,0%	14,9%	20,0%
<b>Destinação da biomassa</b>				
Produção de etanol	0,0	0,3	17,7	18,7
Produção de eletricidade	57,8	73,0	114,6	167,1

## 5.4 Produção e Consumo de Etanol

O etanol é um combustível líquido, que se presta à substituição de derivados leves do petróleo, seja pelo seu uso direto em motores à combustão (motores E100 ou *flex fuel*), seja por sua adição à gasolina em proporção que pode chegar a 25% em volume, como no caso do Brasil. O etanol pode ser produzido a partir de qualquer matéria-prima biológica, que contenha quantidades apreciáveis de açúcares, ou materiais que possam ser convertidos em açúcares, como amidos ou celulose. Por razões de custo, geralmente, é produzido a partir da fermentação de açúcares por enzimas produzidas por leveduras. O etanol produzido a partir da cana-de-açúcar é, no entanto, o que apresenta as melhores condições de viabilidade econômica.

O etanol é utilizado como combustível há muito anos, mas foi a partir dos choques nos preços do petróleo nos anos 70 do século passado que se intensificou seu uso como substituto de derivados leves do petróleo, especialmente a gasolina. No Brasil, como resposta à elevação dos preços do petróleo no mercado internacional, foi instituído, em 1975, o Programa Nacional do Alcool – PROALCOOL. À época, o país apresentava grande dependência de óleo cru importado, de modo que uma das motivações do programa foi contribuir para a sua redução.

Pode-se dizer que o programa foi bem-sucedido em seus objetivos: de 1975 a 2000, foram produzidos cerca de 5,6 milhões de veículos a álcool hidratado e, em adição, o programa logrou deslocar um volume expressivo da demanda por gasolina, pela adição de uma fração de álcool anidro (entre 1,1% a 25% em volume) a esse combustível, que movia uma frota superior a 10 milhões de veículos. Assim, no período, foram evitadas emissões de gás carbônico da ordem de 110 milhões de toneladas de carbono (contido no CO<sub>2</sub>) e a importação de aproximadamente 550 milhões de barris de petróleo, o que proporcionou uma economia de divisas estimada em US\$ 11,5 bilhões.

A expansão do uso de etanol no Brasil seguiu forte na década seguinte, com a frota de carros a álcool (E100) ultrapassando, em 1986, 75% do total de veículos equipados com motores do ciclo

Otto (veículos leves). A partir de 1986, o mercado internacional se alterou significativamente: os preços do barril de óleo cru caíram e se mantiveram relativamente estáveis por vários anos. Esse “contra-choque do petróleo” coincidiu com um período de crise econômica no Brasil, colocando em xeque o programa do álcool, especialmente a participação de recursos públicos aplicados em subsídios. Houve, por fim, uma crise de abastecimento de álcool no fim dos anos 80, terminando por compor um quadro em que a sobrevivência do etanol dependeria de avanços tecnológicos, na direção de redução dos custos e de aumento da produtividade.

Hoje, os mercados de álcool combustível, tanto anidro quanto hidratado, encontram-se liberados em todas as suas fases de produção, distribuição e revenda, sendo seus preços determinados pelas condições de oferta e procura. Os ganhos de produtividade, na área agrícola e industrial, e, mais recentemente, a tecnologia dos motores *flex fuel*, vieram dar novo fôlego para o mercado interno do etanol. O carro, que pode ser movido a gasolina, álcool, ou uma mistura dos dois combustíveis, foi introduzido no país em março de 2003, e conquistou rapidamente o consumidor. Hoje, a opção já é oferecida para quase todos os modelos, e representam, em 2006, 75% das vendas de veículos leves no país. Estima-se que, em 2010, a frota de carros *flex fuel* possa representar entre 27% e 30% da frota nacional de veículos leves.

Some-se a esse quadro, o empenho mundial na direção de se encontrar uma solução que concilie o atendimento à crescente demanda energética, com a preocupação de redução dos respectivos impactos ambientais, notadamente as emissões de gases de efeito estufa. Nesse aspecto, o carro *flex fuel* surge competitivo, tanto em termos de custo e consumo, como em termos das emissões, conforme evidenciado na Tabela 5.5. No caso do Brasil, aliado ao baixo custo da produção do etanol a partir da cana, isso conduz a um cenário em que se visualiza a expansão da produção e do consumo de etanol.

Tabela 5.5: Desempenho de veículos leves, 2030<sup>1</sup>

	CUSTO US\$ mil	CONSUMO <sup>2</sup> km/l	EMISSIONES CO <sub>2</sub> <sup>3</sup> g/km
Gasolina	15,5 – 17,0	11,0 – 19,6	122 – 219
Flex fuel	15,5 – 17,1	12,5 – 22,2	112 – 200
Híbridos (gasolina)	16,2 – 19,6	12,0 – 25,7	94 – 199
Diesel	16,6 – 18,4	13,7 – 24,4	105 – 188
Híbridos (diesel)	17,4 – 20,4	15,4 – 32,2	80 – 168

<sup>1</sup>Estimativas para veículos leves de tamanho médio; <sup>2</sup>Consumo em km/l de gasolina equivalente; <sup>3</sup>Emissões “tail-pipe”.

Fonte: Energy Technologies Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (IEA, 2006).

Nessas condições, e considerando a expansão da produção de cana anteriormente apresentada, compõe-se um cenário para produção de etanol apresentado na Figura 5.7. Note-se que, até 2025, esse cenário contempla um excedente na produção que, tendo em vista sua competitividade, encontra colocação no mercado internacional, tão mais facilmente quanto menores forem as barreiras à entrada do produto brasileiro. Pode-se dizer que, no final do período, o cenário

mostra-se relativamente conservador: o consumo segue crescendo pelo efeito cumulativo da frota de veículos em atividade, porém a produção reflete efeitos da concorrência que a prospecção tecnológica indica possível para o período, como o carro híbrido, ou mesmo o veículo elétrico (Figura 5.8).

Figura 5.7: Projeção da produção e do consumo de etanol (bilhões de litros por ano)

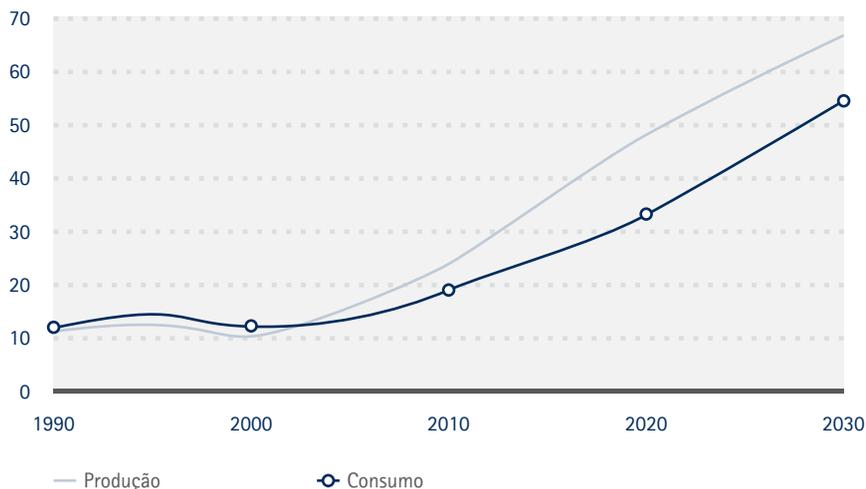
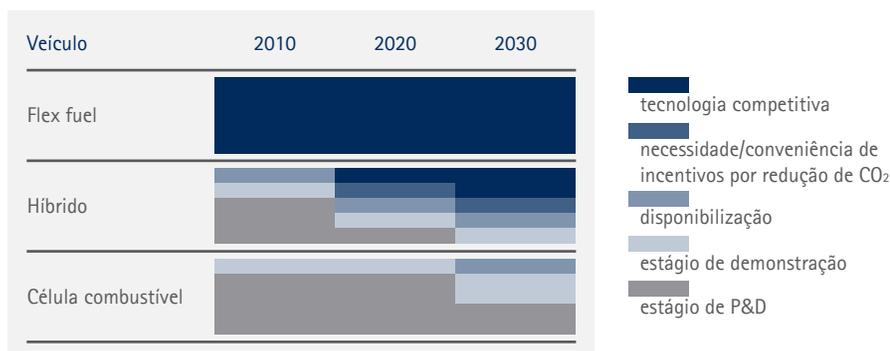


Figura 5.8: Hipóteses para Evolução Tecnológica de Veículos Leves no Brasil



## 5.5 Impactos e Benefícios Sócioambientais

Deve-se reconhecer que, se a cadeia produtiva da cana-de-açúcar não se desenvolver de forma sustentável, vale dizer, com aplicação de políticas e esquemas adequados de manejo, podem ser provocados impactos adversos, de ordem econômica, social ou ambiental, e podendo, inclusive, haver interferência na produção de alimentos. Com efeito, a ocupação contínua de grandes áreas para a prática da monocultura, além de inibir outras atividades agrícolas relevantes pode concorrer para a extinção de vegetação nativa de importância, afetando o *habitat* natural de espécies selvagens e contribuindo para a redução da biodiversidade.

Por outro lado, se os sistemas de biomassa energéticos forem bem manejados, eles poderão integrar uma matriz energética ambientalmente confiável e, portanto, contribuir para o desenvolvimento sustentável. Quando comparados, por exemplo, aos combustíveis fósseis convencionais, os sistemas bioenergéticos podem causar impactos menos prejudiciais ao meio ambiente uma vez que circunscritos e relativamente pequenos em comparação àqueles causados pelos combustíveis fósseis, que geram impactos em menor número, porém de grandes proporções, atingindo áreas maiores. São essas características que podem fazer com que impactos ambientais causados pelos sistemas bioenergéticos sejam mais controláveis, reversíveis e, consequentemente, menos prejudiciais.

Entre os pontos importantes que devem ser levados em consideração na avaliação socioambiental da plantação das culturas de cana-de-açúcar e da produção de açúcar e energia (álcool e energia elétrica) estão a seleção cuidadosa do local e da variedade a ser plantada, o manejo eficiente do plantio, a questão da infra-estrutura e o controle de emissões. Paisagens e visibilidade, tipo de solo, uso da água, acesso a veículos, conservação da natureza, arqueologia, pragas e doenças, assim como o acesso ao público, são também fatores que devem ser levados em conta na avaliação dessas culturas.

138

### Impactos da plantação de cana

- Alteração no uso e ocupação do solo (alteração da cobertura vegetal)

A cultura de cana-de-açúcar ocupa grandes porções de terra. A área a ser utilizada deve ser essencialmente agrícola e os plantios energéticos devem evitar terras usadas para práticas que tenham um valor ecológico maior. É importante que as áreas utilizadas na expansão das culturas sejam áreas já antropizadas (por exemplo, pastagens) ou degradadas.

- Ocorrência de processos erosivos e conseqüente assoreamento dos cursos d'água superficiais

O manejo predatório da área da cultura pode causar processos erosivos e assoreamento dos corpos hídricos. As principais causas da erosão são: os desmatamentos de encostas e de margens de rios, as queimadas e o uso inadequado de maquinários e implementos agrícolas, que aceleram tal processo erosivo. Segundo o Instituto Agrônomo de Campinas – IAC, cada hectare cultivado no país perde, em média, 25 toneladas de solo. Boas práticas de manejo do solo constituem medida mitigadora desse impacto.

- Alteração da qualidade do solo e dos recursos hídricos pelo uso de fertilizantes e defensivos agrícolas

O sistema de monocultura tende a requerer a aplicação de maiores quantidades de insumos agrícolas para manter a fertilidade do solo. A utilização da vinhaça, produzida no processo de fabricação do etanol, minimiza a necessidade de fertilizantes. Essa prática pode ser combinada com o Manejo Integrado de Pragas e Doenças (MIPD), que tem por objetivo reduzir a população dos agentes, de modo a permitir que seus inimigos naturais permaneçam na plantação, agindo sobre suas presas e facilitando a volta do equilíbrio natural da cultura.

- Geração de emissões atmosféricas devido às queimadas

Em muitas plantações, ainda se faz uso das queimadas como método facilitador do corte da cana-de-açúcar. Na queimada há a produção de material particulado, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub><sup>22</sup>, que, portanto, deve ser evitada<sup>23</sup>. A mecanização da colheita e a recuperação da palha como recurso energético podem fazer parte da estratégia de erradicação das queimadas nas lavouras de cana.

- Alteração da dinâmica populacional das comunidades faunísticas, em virtude da alteração de *habitats* e perda de diversidade biológica pela implantação da monocultura

Esse impacto está predominantemente relacionado à expansão da área plantada. Minimizará esse impacto se na expansão da ocupação forem priorizadas áreas já antropizadas.

- Aumento da pressão sobre a infra-estrutura viária

A infra-estrutura viária poderá sofrer maior pressão devido ao tráfego de veículos pesados escoando a produção e fornecendo insumos. Além da atenção à expansão da infra-estrutura, podem ser adotadas medidas tais como a realização das operações de carga e descarga fora dos horários em que o uso dessa infra-estrutura seja mais intenso.

- Aumento da pressão sobre a infra-estrutura urbana nas áreas sob influência da cultura

Poderão ocorrer movimentos migratórios em função da cultura, atraídos pela oferta de trabalho, causando uma pressão sobre a infra-estrutura urbana dos municípios (saúde, habitação, transportes, etc.). Uma forma de mitigar esse tipo de impacto é aplicar princípios da inserção regional de projetos, por exemplo, a participação na elaboração e implementação de planos diretores de municípios da área sob influência da cultura.

## Impactos da produção de açúcar e álcool

- Alteração da qualidade do ar, devido à geração de emissões atmosféricas no processo industrial, tais como material particulado, óxidos de nitrogênio e CO<sub>2</sub>;
- Alteração da qualidade do corpo hídrico receptor ou solo devido à disposição inadequada da vinhaça, que tem composição química com grande quantidade de potássio na forma de K<sub>2</sub>O e

<sup>22</sup> CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> são gases de efeito estufa enquanto que o NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub> são causadores de chuva ácida.

<sup>23</sup> No principal estado produtor de cana do país – Estado de São Paulo, que responde por mais de 60% da produção nacional – a Lei nº 11.241, de 19 de setembro de 2002, dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar. Além disso, a Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo possui um projeto de monitoramento das condições meteorológicas e da qualidade do ar, com o objetivo de proibir essa prática caso julgue necessário.

apresenta alta carga orgânica (DBO/DQO). A vinhaça, se devidamente processada, torna-se elemento importante na irrigação da cultura com viabilidade técnica e econômica comprovada pela experiência nacional.

- Alteração da qualidade do corpo hídrico receptor devido à disposição inadequada das águas servidas, aquela utilizada no processo.

Alteração da qualidade do solo devido à disposição inadequada da torta do filtro, um resíduo da produção de açúcar e etanol, cuja composição química apresenta alto conteúdo de matéria orgânica e vários nutrientes como nitrogênio, cálcio e especialmente fósforo na forma de  $P_2O_5$ . A torta do filtro pode ser aplicada na cultura da cana, com indicação de ganhos de produtividade.

- Distorção estética e geração de ruído devido ao funcionamento da usina
- Aumento da pressão sobre a infra-estrutura viária e urbana dos municípios sob influência do empreendimento

## Benefícios

- Benefícios Estratégicos

Aumentar a diversificação da matriz energética, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis com a utilização da biomassa como recurso energético para a garantia do suprimento, reduzindo a vulnerabilidade às oscilações dos preços do petróleo e às instabilidades políticas dos países produtores.

Outra vantagem estratégica é a redução dos gastos com importação de petróleo. No Brasil, com a implementação do PROALCOOL, o país economizou, entre 1975 e 2002, US\$ 52,1 bilhões em divisas.

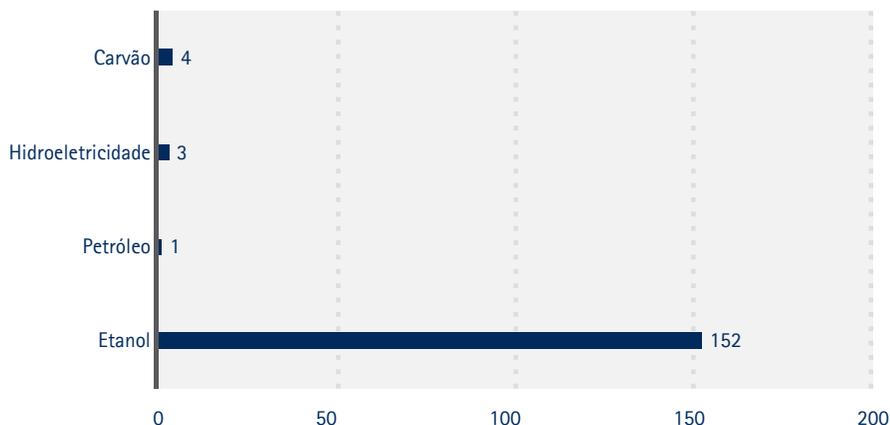
Além disso, salienta-se o interesse no avanço da tecnologia nacional para produção de bio-combustíveis, devido à experiência acumulada desde a implantação do PROALCOOL.

- Benefícios Sociais

A geração de empregos, diretos e indiretos, é reconhecidamente uma das maiores vantagens das energias renováveis, em especial a biomassa. A atividade contribui para um ciclo virtuoso de aumento dos níveis de consumo e qualidade de vida, inclusão social, geração de mais atividades econômicas, fortalecimento da indústria local, promoção do desenvolvimento regional e redução do êxodo rural.

No Brasil, o setor agroindustrial da cana-de-açúcar tem importância relevante na geração de empregos, contando com cerca de um milhão de pessoas diretamente empregadas, sendo a produção de biomassa, em comparação com os outros recursos energéticos, a atividade que envolve mais empregos, como mostra a Figura 5.9.

Figura 5.9: Empregos Gerados por Fonte de Energia  
(empregos/energia (petróleo = 1))



Fonte: GOLDEMBERG, 2002.

#### ▪ Benefícios Ambientais

O aquecimento global, agravado pelo aumento da emissão de gases de efeito estufa (GEE) por fontes antrópicas, levou países membros da ONU a assinarem o Protocolo de Quioto, que determina a redução nas emissões desses gases.

Para o segundo período de compromisso do Protocolo de Quioto (após 2012), existe uma tendência para que se aumente a pressão sobre alguns países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil, de forma a que venham a ter que assumir algum compromisso (meta) com a redução de emissões.

O Brasil é um país que apresenta uma matriz energética considerada "limpa" e se pressões internacionais impuserem a assunção de algum compromisso (meta) com a redução de emissões, destaca-se o aproveitamento da vocação natural do país para a produção de energia de biomassa, permitindo que o país se lance como um fornecedor regular de combustíveis renováveis, além de maior participação no mercado de créditos de carbono.



# 6

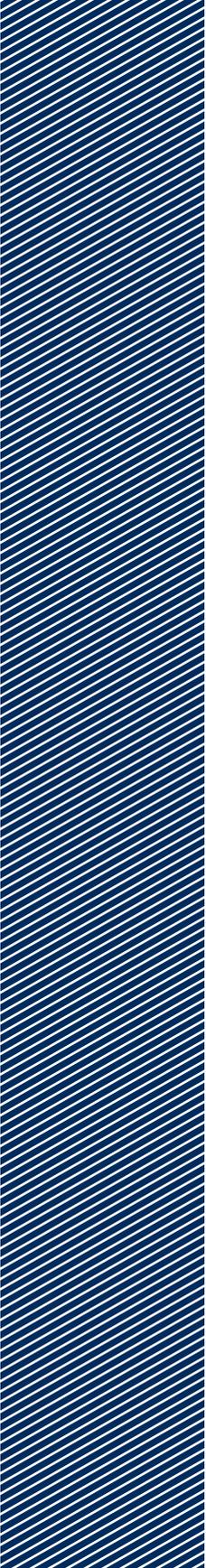
## Eletricidade

### Recursos Energéticos

- Potencial hidrelétrico
- Urânio
- Carvão mineral
- Gás natural
- Biomassa da cana-de-açúcar
- Fontes alternativas renováveis
  - Energia eólica
  - Resíduos urbanos
  - Energia solar
  - Outras fontes

### Projeções da Demanda

- Consumo total
- Conservação: progresso autônomo
- Elasticidade e intensidade elétrica
- Consumo por setor
- Demanda de energia por subsistema



## **Alternativas para Atendimento da Demanda**

- Programas de eficiência energética: progresso induzido
- Autoprodução, cogeração e geração distribuída
- Centrais de produção para a rede

## **Condicionantes para a Expansão da Oferta na Rede**

- Sistemas isolados
- Meio Ambiente
- Interligações
- Fatores de capacidade
- Investimento na geração
  - Hidrelétricas
  - Outras fontes renováveis ou não-convencionais
  - Nuclear
  - Carvão mineral
  - Gás natural
- Custo do combustível na geração térmica
- Custo médio da geração
- Investimento na transmissão

## **Expansão da Oferta na Rede**

- Aspectos metodológicos
- Formulação das alternativas
- Expansão da oferta por fonte e por região
- Expansão das interligações

## **Análises de sensibilidade**

- Programa de conservação
- Cenário alternativo de demanda

## 6.1 Recursos Energéticos

### Potencial hidrelétrico

Nos últimos 30 anos, a oferta primária de energia hidráulica no mundo evoluiu concentradamente em duas regiões: Ásia, com destaque para a China, e América Latina, com destaque para o Brasil. Com efeito, essas duas regiões respondiam, em 1973, por cerca de 10% da produção mundial de hidreletricidade, proporção que se elevou para pouco mais de 31% em 2003<sup>24</sup>.

No Brasil, em particular, entre 1974 e 2005, a potência instalada em usinas hidrelétricas foi acrescida de 57.134 MW, evoluindo de 13.724 MW para quase 70.900 MW, entre os dois anos indicados<sup>25</sup>. Essa evolução esteve concentrada no início da década dos 80, quando o mundo sofria as conseqüências dos choques no preço do petróleo ocorridos na década anterior e se instalavam no país grandes indústrias eletro-intensivas. Em contraposição, no final dos anos 90, apesar de nominalmente elevada, a expansão hidrelétrica foi relativamente pequena, se comparada com a expansão da oferta interna total de energia, refletindo as incertezas provocadas pelas alterações institucionais empreendidas na tentativa de enfrentar as dificuldades no financiamento dos investimentos. Uma conseqüência da expansão modesta nesses anos foi o racionamento vivido em 2001-2002 por grande parte do sistema elétrico interligado.

Ao tempo em que a expansão da geração hidráulica concentrava-se em países emergentes com grande potencial a explorar, cresciam também, e em escala mundial, as pressões ambientais contra esse tipo de fonte. Na verdade, tais pressões dirigiram-se contra as hidrelétricas de grande porte, do que é evidência a declaração, apresentada pela organização não-governamental *International Rivers Network* na conferência *Renewables 2004*, realizada em Bonn, Alemanha, pela qual pretendeu que fossem excluídas da classificação de fonte de energia renovável as usinas hidráulicas com potência superior a 10 MW<sup>26</sup>.

Interessa notar que, de uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento. São notáveis as taxas de aproveitamento que apresentam França, Alemanha, Japão, Noruega, Estados Unidos e Suécia em contraste com as baixas taxas observadas em países da África, Ásia e América do Sul – nesta, com exceção do Brasil.

Essas pressões, portanto, afetam diretamente países em desenvolvimento, que demandam energia para seu desenvolvimento em volumes significativos e crescentes, e, em especial, China e Brasil, pelo importante potencial hidrelétrico de que ainda dispõem.

Na China, parece que essas pressões não produziram, ainda, conseqüências maiores, a julgar pela forte expansão hidrelétrica em curso nesse país já há alguns anos. De fato, o governo chinês tem demonstrado a determinação de desenvolver, tanto quanto possível, os recursos hidrelétri-

<sup>24</sup> *Key World Energy Statistics* (IEA, 2005).

<sup>25</sup> Balanço Energético Nacional (EPE, 2006).

<sup>26</sup> Ver a respeito "Letter to Ken Newcombe", gerente do *Prototype Carbon Fund* do Banco Mundial e o artigo "Tropical Hydropower is a Significant Source of Greenhouse Gas Emissions", ambos os textos disponíveis em <<http://www.irm.org>>. Ver também NATTA's Journal Renew, n. 153, jan-fev 2005, disponível em <<http://eeru.open.ac.uk>>.

cos do país. Embora datada de 1997, a constatação de Razavi permanece válida e atual: “essa determinação está demonstrada no fato de estarem em construção [no país] cerca de 80 usinas hidrelétricas e na decisão governamental de prosseguir com a instalação de um projeto extremamente desafiador como Três Gargantas. O projeto de Três Gargantas constitui-se na maior usina em todo o mundo, com um investimento estimado de US\$ 28 bilhões e a instalação de 26 unidades geradoras com capacidade de 700 MW, cada, totalizando 18.000 MW. A conclusão do projeto está prevista para 2009”.

Essa visão é corroborada pelas informações da UNIDO (2004): a China atualmente é o país que apresenta o maior nível de atividade de desenvolvimento de hidroelétricas no mundo. Além de Três Gargantas, estão em construção os projetos de Ertan (3.300 MW) e de Xiaolangdi (1.800 MW). No total, está em construção na China a potência de 50.000 MW, dobrando a capacidade instalada existente no país. Além disso: a construção de quatro grandes projetos hidroelétricos começará brevemente (Xiluodo, 14.400 MW; Xiangjiaba, 6.000 MW; Longtan, 4.200 MW e Xiaowan, 4.200 MW). A implementação de 80.000 MW hidroelétricos adicionais está planejada, incluindo 13 instalações na parte alta do rio Amarelo e 10 ao longo do rio Hongshui.

Mas, não só grandes projetos fazem parte dos esforços chineses. De acordo com Shuhua e Wenqiang, do *Institute for Techno-Economics and Energy System Analysis* – ITEESA, entre 2005 e 2015 a capacidade instalada em PCH no país evoluirá de 28.000 para 37.000 MW, uma expansão que indica uma média de instalação superior a 1.000 MW por ano.

No Brasil, contudo, vários desafios têm sido colocados para incremento da expansão hidrelétrica. É emblemático também que os prazos para obtenção das licenças ambientais tornam-se cada vez mais longos. Em parte, isso pode ser atribuído à qualidade questionável de vários estudos ambientais. Mas, é também verdade que a acuidade e a profundidade desses estudos não são garantia de processo mais célere, ainda que as demandas e os condicionantes derivados do processo ambiental possam estar atendidos.

Quando se tem em conta que dois terços do território nacional estão cobertos por dois biomas de alto interesse do ponto-de-vista ambiental, como o são a Amazônia e o Cerrado, e que 70% do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar localizam-se nesses biomas, pode-se antever dificuldades para a expansão da oferta hidrelétrica. Essas dificuldades são ampliadas por uma abordagem que se apóia em uma ótica ultrapassada, pela qual projetos hidrelétricos, por provocarem impactos sócioambientais, não podem constituir-se em elementos de integração e inclusão social, e também de preservação dos meios naturais. Muitas áreas no entorno de vários reservatórios já instalados no país estão hoje, em muitos casos, entre as mais bem conservadas, inclusive com relação à biodiversidade. Programas de salvamento da flora e da fauna (e também de sítios arqueológicos), desenvolvidos quando da implantação da barragem, são, muitas vezes, a garantia de conservação de elementos chave do bioma atingido. No aspecto sócio-econômico, é emblemático o efeito de projetos mais recentes, em torno dos quais os núcleos urbanos apresentam índices de desenvolvimento humano geralmente superiores aos da região na qual se inserem.

Por óbvio, o desenvolvimento de qualquer potencial hidráulico deve cuidar para que os impactos ambientais provocados sejam mitigados. Além disso, deve-se avançar na direção de fazer com que um aproveitamento desse tipo possa ser um elemento de integração regional. Dito de ou-

tra forma, não se pode, liminarmente, descartar o desenvolvimento de um potencial hidráulico com base nos argumentos simplificados que têm sido levantados contra a instalação de usinas hidrelétricas de maior porte. Do contrário, estar-se-á abrindo mão do aproveitamento de um potencial renovável e de baixo custo. Os impactos ambientais para as gerações futuras devem ser confrontados com os custos futuros mais altos que essas gerações pagarão pela energia, com os impactos ambientais produzidos pela opção que for escolhida (sim, porque todas as fontes de energia produzem impacto ambiental) e, inclusive, com a eventual escassez futura da energia.

Em geral, os países desenvolvidos já aproveitaram grande parte de seu potencial hidrelétrico. Países em desenvolvimento procuram ainda desenvolver o potencial que dispõem, a exemplo da China e da Índia. A questão que se coloca então é: o Brasil, detentor de um dos maiores potenciais do planeta, deve (ou pode) renunciar a essa alternativa?

Em 2030, o consumo de energia elétrica poderá se situar entre 950 e 1.250 TWh/ano, o que exigirá a instalação de uma potência hidrelétrica adicional expressiva. Mesmo que se dê prioridade absoluta à expansão da oferta por meio de hidrelétricas, ainda assim a instalação de 120 mil MW, elevando para 80% o uso do potencial, poderia não ser suficiente para atender à demanda por energia nesse horizonte. Esse quadro sinaliza, de certa forma, uma perspectiva de esgotamento a longo prazo do potencial hidrelétrico nacional. Acrescente-se a tal quadro as questões de natureza socioambiental e a conclusão natural é que há, de fato, nas atuais condições tecnológicas e regulatórias, restrições objetivas para o desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro.

Dessa forma, a par da prioridade que possa merecer a hidroeletricidade na expansão da oferta do sistema elétrico<sup>27</sup>, é lícito admitir que outras fontes deverão compor essa expansão, aproveitando-se da diversidade de características existente, procurando-se garantir o abastecimento e atingir custos e impactos ambientais mínimos e incluindo a possibilidade de incorporação, pelo lado da demanda, da parcela viável de eficiência energética que pode ser implementada. É nessas condições de contorno que se insere a avaliação do potencial de geração de energia a partir de recursos hídricos no horizonte até 2030.

O aproveitamento dos recursos hídricos, tanto para geração elétrica como para abastecimento d'água (urbano, industrial, rural, animal), irrigação, transporte, lazer, turismo, pesca e outros usos, é um vetor importante de desenvolvimento regional e deve ser planejado considerando os interesses de uso dos diversos agentes. Particularmente para a geração de energia elétrica, a exploração desses recursos tem suscitado muitas polêmicas<sup>28</sup>, principalmente com relação aos impactos sócioambientais gerados<sup>29</sup>. O Plano 2015 (Eletrobrás, 1992) estimou o potencial de ge-

<sup>27</sup> A prioridade da energia hidráulica na expansão é justificada no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015: "a fonte hidrelétrica se constitui numa das maiores vantagens competitivas do país, por se tratar de um recurso renovável e com possibilidade de ser implementado pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% (noventa por cento) de bens e serviços nacionais" (p. 74).

<sup>28</sup> Ver, por exemplo, <<http://www.riomadeiravivo.org/>>, acesso em 19 de julho de 2006.

<sup>29</sup> A EPE tem procurado situar o problema de forma abrangente, realizando avaliações ambientais integradas, as chamadas AAL, de diversas bacias hidrográficas e interagindo com o Ministério do Meio Ambiente - MMA, as agências de água e energia elétrica (Agência Nacional de Águas - ANA e Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), os órgãos licenciadores federal e estaduais (no plano federal, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA), com a Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente - ABEMA, agentes do setor de energia elétrica e da sociedade em geral (EPE, 2006).

ração hídrica no Brasil em 260.000 MW<sup>30</sup>. Atualmente, considerando o potencial cuja concessão já foi outorgada (usinas em operação, em construção e em processo de licenciamento), pouco mais de 30% estão explorados<sup>31</sup>. O potencial a aproveitar é de cerca de 126.000 MW, excluído o potencial estimado, dito remanescente não individualizado, isto é, avaliado a partir de cálculos teóricos, sem a identificação, mesmo que imprecisa, do possível barramento. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia.

Os estudos realizados com base nos dados disponíveis permitiram compor o quadro geral do potencial hidrelétrico brasileiro apresentado na Tabela 6.1. Esses números refletem a dimensão que representa o potencial da bacia do Amazonas, a mais importante dentro de uma perspectiva de longo prazo. De fato, do potencial a aproveitar, mais de 60% situam-se nessa bacia, mesmo que não se considere os recursos ditos estimados.

Os dados revelam, ainda, outras estatísticas interessantes: a segunda bacia brasileira mais importante em termos de recursos hidrelétricos, a bacia do Paraná, apresenta um índice de aproveitamento (definido como a relação entre o potencial aproveitado e o potencial total) de 72%. Excluído os recursos estimados, esse índice é ainda mais elevado, chegando próximo a 80%. Esses índices, calculados para a bacia do São Francisco, embora um pouco menores, são também expressivos, de 62 e 65%, respectivamente. Em qualquer caso, são índices inferiores aos que se observam em países como França (100%) e Alemanha (83%)<sup>32</sup>. Revelam, por fim, que é perfeitamente plausível, do ponto de vista técnico, admitir índices de aproveitamento de recursos hidrelétricos razoavelmente elevados para outras bacias.

<sup>30</sup> Deve-se considerar, contudo, que cerca de 10.000 MW incluídos nesta avaliação do potencial hidrelétrico brasileiro correspondem a usinas de ponta, isto é, que não contribuem para o atendimento da demanda de energia, oferecendo somente flexibilidade para o gerenciamento da oferta visando a sua adequação à curva de carga do sistema.

<sup>31</sup> Nas condições especificadas, o potencial explorado é de quase de 80.000 MW, dos quais cerca de 70.000 MW correspondem a usinas já em operação em dezembro de 2005.

<sup>32</sup> Índices calculados com base em dados do *World Energy Council*, considerando usinas em operação e em construção, ao final de 1999.

Tabela 6.1: 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	11,2
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
<b>TOTAL</b>	<b>77.777</b>	<b>126.164</b>	<b>47.549</b>	<b>251.490</b>	<b>100,0</b>
<b>%</b>	<b>30,9</b>	<b>50,2</b>	<b>18,9</b>	<b>100,0</b>	

Observações: 1- potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada; 2- inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial; 3- valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais; 4- Foi retirado o potencial das usinas exclusivamente de ponta.

Na perspectiva do uso dos recursos hídricos nacionais como fonte primária de energia no horizonte de longo prazo, o potencial de geração de energia elétrica é dado pela potência que poderia ser instalada conforme as hipóteses formuladas para seu aproveitamento, notadamente tendo em conta a competitividade e, sobretudo, as interferências ambientais.

Naturalmente, se considerado que certas interferências são intransponíveis, a possibilidade de aproveitamento desse potencial no horizonte do estudo se reduz muito. Por exemplo, o potencial a aproveitar, de 126 mil MW, "encolhe" para 116 mil MW, se desconsiderados os aproveitamentos que apresentam interferência direta com parques e florestas nacionais; ou, então, para 87 mil MW, se desconsiderados aqueles que interferem diretamente com terras indígenas; ou, ainda, para cerca de 77 mil MW se somadas as duas interferências.

Excluir, liminarmente, esse potencial significa definir, desde logo, que uma parcela importante da demanda por energia elétrica no ano horizonte será atendida por outras fontes, não necessariamente mais competitivas. Ademais, é sabido que o conhecimento do potencial hidrelétrico carece de estudos mais detalhados. Não raro, tem ocorrido de se evoluir nas concepções de projetos com redução significativa das interferências ambientais sem, no entanto, redução expressiva de seu valor energético.

Por fim, deve-se considerar que interferências ambientais são dinâmicas. A situação descrita reflete o estado atual de conhecimento e compreensão dessas interferências. É verdade que poderá haver situações em que o desenvolvimento de uma região onde se localiza um certo potencial

leve ao aumento de interferências. Mas, é verdade também que o conhecimento mais detalhado poderá indicar que as avaliações atuais estejam superdimensionadas.

Por tudo isso, não se deve descartar liminarmente nenhuma parcela do potencial por essas interferências. Por outro lado, não se pode desconhecer que elas existem. O procedimento então foi formular hipóteses quanto à temporalidade do aproveitamento deste potencial, admitindo que maior nível de estudos, pesquisas e investigações possam indicar soluções ambiental e socialmente admissíveis para aproveitamento do potencial. Pela mesma razão, excluiu-se, da avaliação do potencial de geração hidrelétrica, os recursos ditos estimados, que correspondem a quase 20% dos recursos totais. E, ainda, arbitrou-se um índice máximo de aproveitamento do potencial, tomando como referência o indicador que já se observa hoje na bacia do rio Paraná (70%).

Em resumo, as hipóteses adotadas para avaliação do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro a longo prazo, foram:

- Potencial passível de ser aproveitado até 2015: indicações já consideradas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015;
- Aproveitamento do potencial da bacia do Amazonas:
  - Até 2020: potencial para o qual se considera que não há restrições ambientais relevantes;
  - Após 2020: demais;
- Aproveitamento do potencial das demais bacias após 2015: evolução do índice de aproveitamento (calculado sobre o potencial total) até 70%, ao ritmo ditado pela competitividade e pela gradação das interferências ambientais;
- Aproveitamento do potencial estimado remanescente: não considerado no horizonte do estudo (2030).

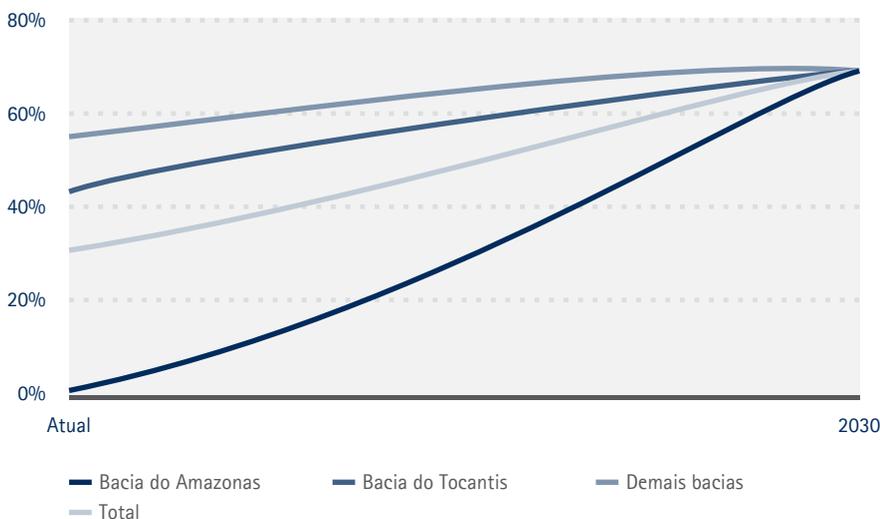
Em termos quantitativos, essas hipóteses compreendem a possibilidade de se chegar a uma potência hidrelétrica de até 174 mil MW em 2030, conforme indicado na Tabela 6.2, e de uma evolução do índice de aproveitamento do potencial hidrelétrico conforme indicado na Figura 6.1.

Tabela 6.2: Potencial de Geração dos Recursos Hídricos (GW)

BACIA	AMAZONAS	TOCANTINS ARAGUAIA	DEMAIS	TOTAL
Potencial aproveitado, em construção e com concessão outorgada	1	12	65	78
Expansão potencial entre 2009 e 2015	12	2	6	20
Expansão potencial após 2015	61	5	10	76
<b>TOTAL</b>	<b>74</b>	<b>19</b>	<b>81</b>	<b>174</b>

Observações: 1- valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais; 2- valores não incluem a potencial de pequenas centrais hidrelétrica, estimado em 17.500 MW; 3- do potencial da bacia do Amazonas, cerca de 17.000 MW não apresentam restrições ambientais significativas e poderiam ser explorados antes de 2020. 4- A potência total indicada significa que 60 mil MW não seriam considerados no horizonte do PNE 2030.

Figura 6.1: Trajetória de Aproveitamento dos Recursos Hidrelétricos Nacionais



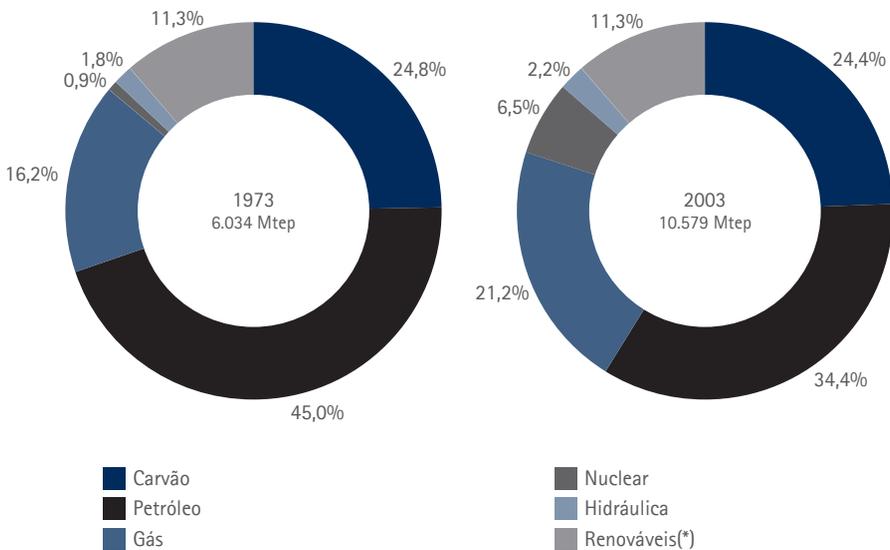
Elaboração: EPE

É importante ressaltar que não se trata aqui da estimativa do potencial que será efetivamente desenvolvido, mas sim daquela que será considerada como passível de aproveitamento nos estudos. A indicação da efetiva evolução da capacidade instalada hidrelétrica, ou de sua participação na matriz energética brasileira a longo prazo, será resultado da avaliação das estratégias para expansão da oferta. E, nessa avaliação, será examinada a possibilidade de otimização econômica dessa expansão, tendo em conta os custos das diferentes fontes de geração (investimento e combustível, quando for o caso), os custos da transmissão, custos internalizados dos impactos ambientais, externalidades e outros aspectos de natureza estratégica, como a dependência externa de energia, a capacitação da indústria nacional, etc.

## Urânio

O urânio figura como uma fonte de energia primária importante no mundo a partir da década de 70 do século passado. Apesar da virtual paralisação da expansão da geração nuclear após os acidentes de *Three Miles Island* – TMI (1979) e *Chernobyl* (1986), surgiram números expressivos para o crescimento da opção nuclear quando se toma em perspectiva a evolução do urânio na oferta mundial de energia. De fato, conforme dados da *International Energy Agency* (2005), em 1973 somente 0,9% da oferta mundial de energia era de origem nuclear. Apenas 30 anos depois, em 2003, essa participação tinha evoluído para 6,5%. Na produção de energia elétrica, segundo a mesma fonte, a evolução foi de 3,4% para 15,8%, no mesmo período, conforme indicado na Figura 6.2. Em números absolutos, o avanço foi de 208 TWh para 2.632 TWh, perfazendo uma taxa equivalente de crescimento contínuo de 8,8% ao ano.

Figura 6.2: Oferta Mundial de Eletricidade



(\*) inclui combustíveis renováveis, rejeitos orgânicos, geotermia, energia solar, eólica, e etc.

Fonte: "Key World Energy Statistics 2005", *International Energy Agency*: Paris, 2005

As expectativas de expressivo aumento do consumo mundial de energia, especialmente de energia elétrica, as preocupações crescentes com a segurança energética e as pressões ambientais, sobretudo com relação às emissões de gases de efeito estufa, têm recolocado a opção nuclear na agenda dos fóruns mundiais de energia, em geral, e dos países desenvolvidos, em particular. De um lado, a experiência acumulada desde os acidentes de TMI e *Chernobyl* e os avanços tecnológicos verificados, especialmente no que se refere à extensão da vida útil dos empreendimentos e ao tratamento dos rejeitos, com reflexos na redução dos custos de implantação, concorrem no sentido de tornar essa opção uma alternativa efetiva. De outro, porém, conjugar a utilização

desse tipo de energia com as preocupações com a não-proliferação de armas nucleares parece ser a questão central a ser superada e que vem inibindo uma retomada mais vigorosa do setor.

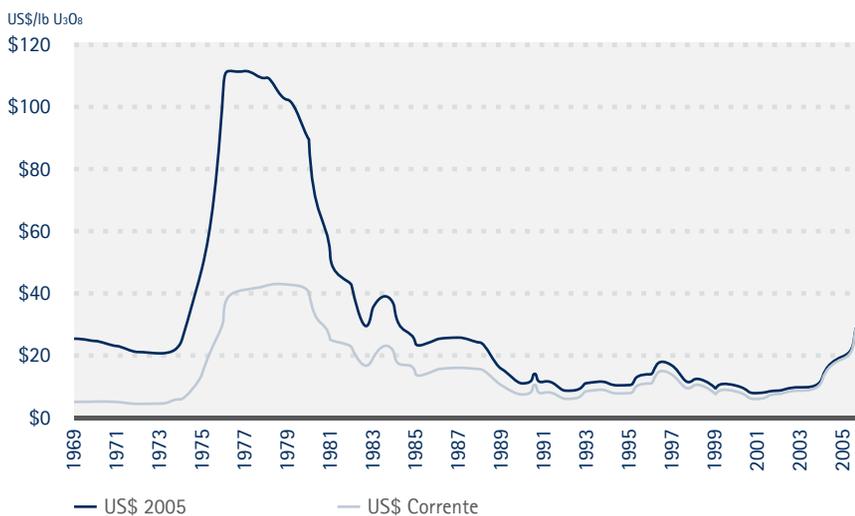
Outra questão relevante quando se trata da energia nuclear, a despeito dos avanços feitos na área, é o tratamento e a disposição dos rejeitos. Na direção de encaminhar uma solução, importantes empresas do setor, como a *British Energy* e a *Electricité de France*, se apresentam dispostas e se dizem preparadas para enfrentar a questão. Demandam, em contrapartida, contratos de longo prazo, com garantia do preço da energia, trazendo ao tema, ainda que indiretamente, outro aspecto relevante, qual seja a questão regulatória.

Embora o debate não pareça próximo de uma conclusão, é certo que não se pode descartar a geração nuclear como alternativa em uma perspectiva de longo prazo. Até porque, questões objetivas, como o tamanho das reservas mundiais de urânio e a relativa estabilidade do preço do mineral, sustentam o interesse por essa forma de energia.

De fato, conforme dados da NEA/IAEA (2004) as reservas convencionais conhecidas de urânio no mundo totalizam 4,6 milhões de toneladas, sendo 55% delas referidas a preços inferiores a US\$ 40/kgU e mais 22% entre esse valor e US\$ 80/kgU. Considerando apenas as reservas de urânio de até US\$ 80/kg, portanto 77% das reservas convencionais conhecidas, a razão reserva/consumo (R/C) é razoavelmente elevada, superior a 50 anos.

Apesar dos impactos que os preços do petróleo produzem, pode-se dizer que o preço do quilo do concentrado de urânio ( $U_3O_8$ ) apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo. Nos últimos 20 anos, situou-se, em valores correntes, abaixo de US\$ 20/lb, superando essa marca apenas em 2005, conforme mostrado na Figura 6.3.

Figura 6.3: Preço internacional do concentrado de urânio



Fonte: TRADE TECH (2006).

No Brasil, o uso da energia nuclear sempre foi cercado de discussões, muitas vezes prejudicada pelo viés ideológico que assumiam. A primeira usina a entrar em operação, Angra 1<sup>33</sup>, de 657 MW, foi um projeto contratado, na forma “turn-key” à Westinghouse que apresentou, durante um certo período, performance operativa deficiente, sendo objeto, inclusive, de demandas judiciais. Hoje, opera com um fator de disponibilidade superior a 80%. A segunda usina, Angra 2, com 1.350 MW, decorreu do Acordo Brasil-Alemanha, firmado em junho de 1975. Suas obras enfrentaram diversas paralisações, mas desde 2000 a usina vem gerando para o sistema interligado nacional com fator de disponibilidade sempre superior a 60%<sup>34</sup>.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2005, o urânio representa entre 1,2 e 1,5% da oferta interna de energia primária do país e a energia nuclear entre 2,2 e 2,7% da oferta interna de eletricidade<sup>35</sup>.

Quando se analisa em perspectiva a questão da energia no Brasil, e se examina o potencial da energia nuclear, em particular, é forçoso reconhecer que o país encontra-se, nesse caso, em uma posição bastante favorável. Com efeito, o Brasil detém uma das maiores reservas globais do mineral, ainda que a prospecção esteja em fase incipiente. Além disso, domina todo o ciclo de fabricação do combustível nuclear, ainda que algum investimento complementar seja demandado para iniciar-se o enriquecimento no país. Por fim, é signatário de todos os acordos internacionais na área nuclear, atestando o compromisso do país com o uso pacífico da energia nuclear e com a não-proliferação de armas nucleares.

De acordo com a Indústria Nucleares do Brasil – INB<sup>36</sup>, os estudos de prospecção e pesquisas geológicas objetivando o urânio foram realizados em apenas 25% do território nacional. Ainda assim, as reservas do mineral evoluíram de 6,3 mil toneladas de  $U_3O_8$ , conhecidas em 1973, para a atual quantidade, pouco mais de 309 mil toneladas (Figura 6.4), apesar de, nos últimos 20 anos, a evolução ter sido insignificante.

Vale observar ainda que 57% dessas reservas estão associadas a custos inferiores a US\$ 80/kgU, mostrando-se, portanto, competitivas, segundo os padrões internacionais.

O fato de apenas 25% do território nacional ter sido objeto de prospecção de urânio e a expressiva elevação das reservas no final dos anos 70, decorrente dos investimentos em prospecção então realizados, sugere que o tamanho das reservas brasileiras de urânio pode ser ampliado com novos trabalhos de prospecção e pesquisa mineral. Há mesmo indicações de recursos adicionais que são estimados de 800 mil toneladas de  $U_3O_8$ , e que, se confirmados, quadruplicariam as reservas conhecidas. Assim, do ponto de vista das reservas do mineral, não há restrições relevantes para a geração nuclear no país.

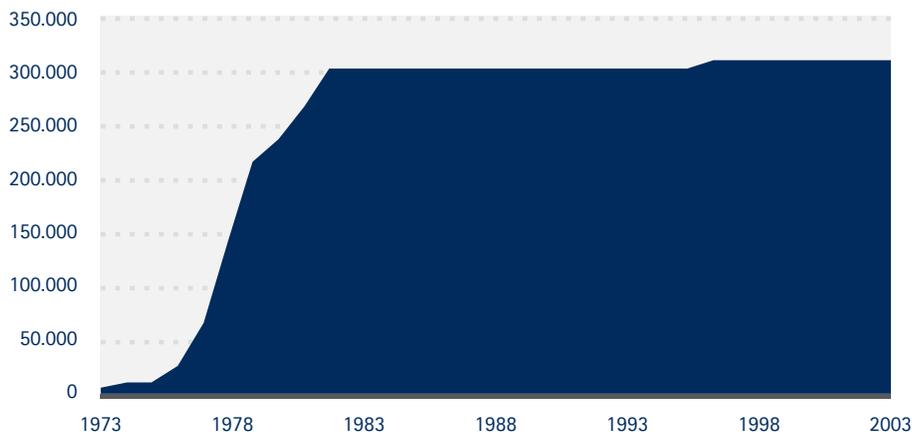
<sup>33</sup> A construção da usina iniciou-se em 1972. A primeira reação em cadeia foi estabelecida em 1982. A entrada em operação comercial deu-se em 1985.

<sup>34</sup> A primeira reação em cadeia foi estabelecida em 14 de julho de 2000. A “trial operation”, fase de teste em que a usina opera continuamente a 100% de capacidade, foi concluída em 21 de dezembro de 2000. Durante o período de comissionamento e de testes (até 31 de dezembro de 2000), a usina produziu 2.623 GWh.

<sup>35</sup> Esses valores correspondem, respectivamente, às participações nos anos 2005 e 2004.

<sup>36</sup> Disponível em <http://www.inb.gov.br/reservasbrasil.asp>.

Figura 6.4: Evolução das reservas brasileiras de urânio  
(toneladas de  $U_3O_8$ )



Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2005)

O combustível nuclear utilizado na maioria das centrais no mundo, inclusive no Brasil, demanda todo um ciclo de fabricação, que compreende complexo processo industrial. Assim, não basta examinar a disponibilidade das reservas do minério. É preciso também avaliar as condições de oferta do combustível.

Hoje, o Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo do combustível, inclusive o enriquecimento. Essa fase é a principal tanto em termos econômicos, visto que é a que demanda a maior parte dos investimentos do ciclo<sup>37</sup>; como em termos políticos e estratégicos, pela sua potencial aplicação na produção de armas nucleares, o que a faz objeto de controle e salvaguardas internacionais.

Contudo, a expansão das linhas de enriquecimento, em andamento, terá a conclusão da primeira fase industrial ocorrendo somente em 2010, quando a capacidade instalada – 114 mil Unidades de Trabalho de Separação (UTS) – deverá suprir 60% do combustível consumido nas usinas de Angra 1 e 2. Até lá, o governo pretende investir R\$ 250 milhões, sendo R\$ 22,4 milhões em 2006. A entrada de Angra 3, prevista no Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015, aumentará a demanda em cerca de 130 mil UTS. A unidade de Resende tem uma expansão projetada para 203 mil UTS. Compatibilizado o cronograma de expansão da unidade fabril com o de Angra 3, continuarão sendo atendidos somente 60% da demanda das três centrais nucleares tomadas em conjunto.

<sup>37</sup>"Na cadeia de valor do ciclo do combustível nuclear, as contribuições se distribuíam, resumidamente, da seguinte forma em preços, no ano de 2003: Obtenção do urânio natural – 22%, Produção do hexafluoreto de urânio (conversão) – 5%, Enriquecimento – 47% e Fabricação de combustível 26%. Entretanto, prevê-se que, no futuro, a etapa de enriquecimento do urânio deva aumentar a sua participação proporcional." (fonte: III Conferência Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação – 3ª CNCTI – Programas Mobilizadores – Seminário Preparatório. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGTEE: Brasília, 23/03/2005. Disponível em <<http://www.cgtee.org.br>>).

Em uma perspectiva de longo prazo, a oferta de combustível nuclear, no caso da instalação de novas centrais geradoras, não constitui propriamente uma restrição. Mas deve-se ter em conta o elevado volume de investimentos demandado, principalmente se se considerar a possibilidade de auto-suficiência nacional na área. Por outro lado, deve-se considerar que a instalação de Angra 3, e principalmente uma eventual expansão adicional do parque gerador nuclear, conferirá à fabricação do combustível no país uma escala que poderá justificar economicamente tais investimentos.

A importação do urânio enriquecido é sempre uma possibilidade, favorecida, inclusive, pelo fato de o Brasil participar dos acordos internacionais na área nuclear. Além disso, conforme já visto, há capacidade de reservas do mineral e de processamento suficientes, embora esse quadro possa se alterar no caso de aumento da geração nuclear no mundo. Assim, a questão que se coloca para discussão, na hipótese de expansão da geração nuclear no país com importação de combustível, ou, mesmo, de serviços que compõem o processo industrial de sua fabricação, é a da dependência externa. Nesse caso, a questão se reveste de elementos estratégicos, haja vista que, atualmente, apenas seis organizações enriquecem comercialmente o urânio no mundo (Estados Unidos, Rússia, China, Japão e dois consórcios de países europeus).

Hoje, mais da metade do combustível utilizado no mundo, cerca de 66 mil toneladas por ano, provém de fontes secundárias de urânio<sup>38</sup>. A tendência é que os estoques de urânio altamente enriquecido, proveniente de fontes militares, se reduzem até 2020. Isso poderá significar um aumento na demanda do mineral muito difícil de prever em face das incertezas que cercam a expansão nuclear.

156

Outra tendência é a disponibilização de novos reatores, ditos da geração III+, na próxima década, em especial o AP1000 da Westinghouse e o ESBWR – *Economic Simplified Boiling Water Reactor*, com licenciamentos em curso nos EUA. Esses reatores de novas gerações devem empregar combustível com maior enriquecimento, visando à sustentabilidade da geração nuclear: maior vida operacional e menor geração de rejeitos, o que tenderá reduzir a quantidade necessária do mineral.

Na perspectiva do uso do urânio como fonte primária no horizonte do PNE 2030, o potencial de geração de energia elétrica é dado, naturalmente, pela potência que poderia ser instalada a partir da disponibilidade do energético. Se considerada a possibilidade de importação de combustível, o potencial é, por óbvio, muito grande e se constitui em resultado de pouca utilidade, até porque questões de natureza geopolítica e de estratégia nacional apresentam-se como muito mais relevantes nesse caso. Assim, para efeito de cálculo serão consideradas apenas as reservas nacionais, entendendo-se possível que partes do ciclo do combustível possam eventualmente ser executadas no exterior, na medida da insuficiência de capacidade instalada no país.

O potencial calculado é, evidentemente, um valor teórico, cuja utilidade é apresentar um delimitador do uso da fonte. A participação efetiva da energia nuclear na futura matriz de oferta de energia elétrica do país dependerá do exame de outros aspectos, tais como competitividade relativamente a outras fontes, estratégia nacional para diversificação da matriz, capacitação da

<sup>38</sup> Constituem essas fontes secundárias (IAEA, 2001): urânio altamente enriquecido – HEU – proveniente de fontes militares, estoques de urânio natural e pouco enriquecido – LEU, óxido misto de urânio e plutônio – MOX, urânio reprocessado e reenriquecimento de urânio empobrecido – “cauda”.

indústria nacional e etc. Além disso, outros fatores poderão limitar a participação da energia nuclear na matriz, ainda que se tenha em conta somente seu uso potencial. Nesse caso, surgem os aspectos ambientais e regulatórios, ligados principalmente ao monopólio estatal relativo às instalações nucleares, que poderão impor, no horizonte de análise, restrições que superam as limitações técnicas.

O cálculo do potencial (teórico) de geração termonuclear depende, fundamentalmente, da formulação de hipóteses para a disponibilidade do recurso, isto é, tamanho das reservas, o consumo de urânio, o tempo de operação das usinas e o regime operativo, expresso pelo fator de capacidade das usinas.

Com relação às reservas, foram considerados três cenários, associados à classificação das reservas nacionais segundo o custo estimado de exploração. São eles:

- Cenário 1: considera que os recursos para geração de energia elétrica estão limitados ao valor das reservas medidas e indicadas definidas, hoje, para um custo de exploração inferior a US\$ 40/kg  $U_3O_8$ ;
- Cenário 2: considera que os recursos para geração de energia elétrica estão limitados ao valor das reservas medidas e indicadas definidas, hoje, para um custo de exploração entre US\$ 40 e US\$ 80/kg  $U_3O_8$ ;
- Cenário 3: considera que os recursos para geração de energia elétrica incluem todas as reservas medidas, indicadas e inferidas definidas, hoje, para um custo de exploração inferior a US\$ 80/kg  $U_3O_8$ .

A Tabela 6.3 apresenta o volume de minério ( $U_3O_8$ ) considerado em cada caso e sua proporção dos recursos totais, isto é, incluindo os recursos adicionais estimados<sup>39</sup>, hoje avaliados em 1,1 milhões de toneladas.

Tabela 6.3: Cenários de Disponibilidade do Urânio Nacional

CENÁRIO	DISPONIBILIDADE (10 <sup>3</sup> ton)	% RECURSOS TOTALS
1	66,20	6%
2	177,50	16,1%
3	309,37	28,1%

<sup>39</sup> Segundo a classificação da *International Atomic Energy Agency* – IAEA, recursos adicionais estimados compreendem recursos em extensões de depósitos já explorados ou com continuidade geológica definida, com grau de incerteza maior que os ditos recursos razoavelmente assegurados (reservas) e, ainda, recursos com evidências indiretas de existência ou esperados a partir de tendências geológicas.

Com relação ao consumo de combustível, as principais referências são as estatísticas do BEN para o consumo de urânio natural e a geração de energia elétrica. Ocorre que, nessas estatísticas, tendo em vista o grande número de atividades e os prazos envolvidos na transformação do urânio natural em elemento combustível, há uma contabilidade de estoque de urânio natural que pode afetar a estimativa de um índice de consumo de urânio para geração de eletricidade. Uma forma de minimizar os efeitos dessa variação de estoques seria usar, como estimador do consumo específico do combustível nuclear, o valor médio encontrado para o índice de consumo no período 2000 a 2005 (39,3 kg U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>/GWh). Nesse período estavam disponíveis para o sistema elétrico as usinas de Angra 1 e Angra 2. Mas, quando se tem em conta referências técnicas internacionais, esse indicador parece relativamente elevado. Com efeito, um desenvolvimento detalhado apresentado em estudo do *Massachusetts Institute of Technology* – MIT (2003) sobre o futuro da energia nuclear leva a indicadores sensivelmente mais baixos, da ordem de 28,5 kg U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>/GWh. Esse resultado sugere que as estatísticas brasileiras acerca deste consumo específico estejam influenciadas por outros fatores. Assim sendo, adotou-se, como estimador do consumo de urânio na geração de energia nuclear, o valor de 28,5 kg U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>/GWh.

Com relação ao fator de capacidade médio operativo tomou-se como referência o valor de 85%. Esse valor, ou algo em torno de 90%, é normalmente aceito como representativo. Além disso, é corroborado pela experiência operativa de Angra 1 e 2 nos últimos cinco anos, conforme dados da operadora das usinas, a Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear.

Nessas condições, calculou-se o potencial de geração nuclear apresentado na Tabela 6.4, considerando, ainda, como vida útil operativa de uma usina o prazo de 40 anos. Dados os avanços na extensão de vida de usinas nucleares, esse prazo mostra-se bastante aceitável. Observe-se ainda que, para o cálculo do número de novas unidades a instalar, considerou-se como potencial já utilizado as usinas de Angra 1, Angra 2 e Angra 3 e uma potência unitária de referência de 1.000 MW, compatível com o cenário tecnológico atual. Esses resultados confirmam que, de fato, é relativamente grande o potencial de geração nuclear no Brasil. No nível de conhecimento atual das reservas e da tecnologia, pode-se concluir que há disponibilidade suficiente para considerar a geração nuclear como alternativa efetiva no horizonte do PNE 2030.

Tabela 6.4: Potencial de Geração Nuclear

CENÁRIO	VOLUME DE RESERVAS	POTENCIAL TOTAL	POTENCIAL NOVAS USINAS	
	t U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	MW	MW	UNIDADES
1	66.200	7.800	4.500	4
2	177.500	20.800	17.500	17
3	309.370	36.400	33.000	33

Observações: 1- Os valores da potencial estão arredondados. 2- O potencial de novas usinas exclui a potência instalada em Angra 1 e 2 e na futura usina Angra 3. 3- Para o cálculo do número de unidades considerou-se a potência de referência de 1.000 MW.

## Carvão mineral

O carvão mineral sempre figurou como uma das principais fontes de energia no mundo. A despeito do avanço do petróleo como principal fonte de energia global no século passado (e, mais recentemente, do gás natural), o carvão mineral, de acordo com dados da *International Energy Agency* – IEA (2004), ainda representa 24% da oferta total de energia primária no mundo, constituindo-se na segunda mais importante fonte de energia mundial.

Na produção de energia elétrica, não obstante as pressões ambientais, que explicam, em grande parte, a contenção da expansão da geração a carvão em contrapartida ao aumento de outras fontes, principalmente do gás natural, observada nos últimos 30 anos, o carvão continua liderando, dentro de uma perspectiva mundial, o *ranking* das fontes primárias. De acordo com o *World Coal Institute* – WCI (2005), o carvão mineral é a principal fonte primária de geração de energia elétrica, sendo responsável por quase 40% de toda a eletricidade gerada no planeta em 2003. Conforme dados da IEA (2005), o volume de energia elétrica gerado por usinas térmicas movidas a carvão mineral em 2003 foi de 6.681 TWh, sendo que mais da metade em apenas dois países: Estados Unidos (2.083 TWh) e China (1.515 TWh).

A restrição à expansão da geração termelétrica a carvão nos últimos anos está muito relacionada à preocupação mundial com o controle das emissões de CO<sub>2</sub>. Esse movimento tem-se refletido especialmente nos países mais desenvolvidos. Com efeito, segundo a IEA (2005), nos anos 70, a produção de carvão pelos países integrantes da *Organisation for Economic Co-operation and Development* – OECD, que compõem a porção mais industrializada e desenvolvida do planeta, representava 50% do total mundial. Em 2004, essa proporção caiu para pouco mais de 31%. Houve também redução na termelétrica a carvão nos países membros da OECD: em 1971, 39,6% da energia elétrica gerada provinham de térmicas a carvão; em 2002, essa proporção reduziu-se para 38,3%, cedendo espaço para fontes primárias que emitem menor volume de CO<sub>2</sub>, como é o caso do gás natural, ou mesmo não emitem, como as fontes renováveis de geração. Essa redução só não foi maior porque, paralelamente a esse movimento, reduziu-se de forma significativa a geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo.

A redução da produção de carvão, entretanto, não tem sido verificada em outras regiões. De fato, atualmente, o crescimento do consumo mundial de energia, em geral, e do carvão em particular, tem sido puxado por países que não integram a OECD, como a China, a Índia, a Rússia, a Indonésia e a Colômbia.

No Brasil, a participação do carvão sempre foi muito pequena, tanto no total da oferta de energia primária quanto, e especialmente, na geração de energia elétrica. De acordo com o Balanço Energético Nacional, a participação do carvão mineral na oferta interna de energia situou-se abaixo de 4% na década de 70. Elevou-se na década seguinte, atingindo um máximo de 7,7% em 1985, refletindo políticas governamentais de incentivo ao uso do carvão nacional, até como parte da estratégia de enfrentamento da crise energética deflagrada com os choques nos preços internacionais do petróleo, em 1973 e 1979.

Em razão das características do carvão nacional, seu uso para a geração de energia elétrica tem sido limitado. Com efeito, grande parte do carvão consumido no país é do tipo metalúrgico, basicamente importado e utilizado na indústria, especialmente na siderurgia. O carvão nacional, do tipo carvão vapor, é majoritariamente (85%) destinado à produção de energia elétrica. Em

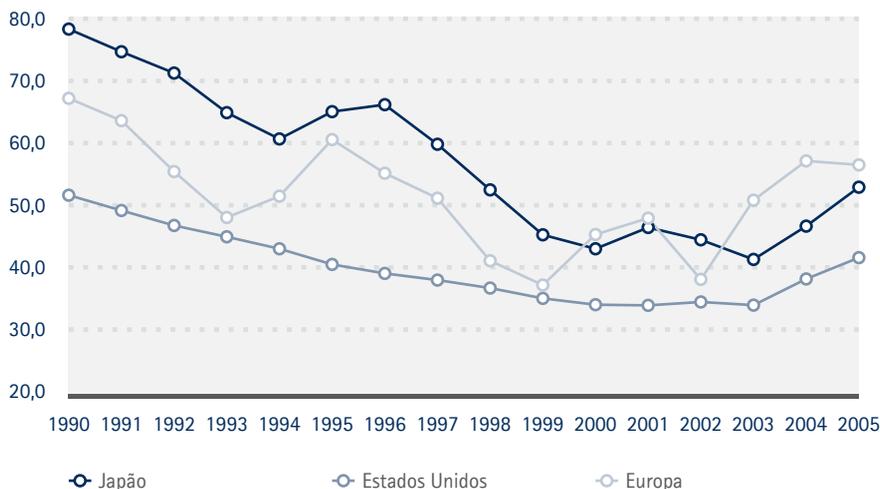
2005, apenas 1,6% da oferta interna de energia elétrica foi proveniente da geração termelétrica a partir do carvão.

Esse quadro não autoriza, contudo, que se exclua o carvão mineral como fonte de energia primária relevante nos próximos anos, seja dentro de uma perspectiva mundial, seja como parte da estratégia doméstica para atendimento à expansão da demanda de energia. Em primeiro lugar, o carvão é a mais abundante fonte de energia primária disponível no planeta. Ainda que concentradas em três grandes regiões (Ásia e Oceania, 32,7%; Eurásia, 31,6% e América do Norte, 28,0%), as reservas de carvão (somente as reservas provadas) são abundantes o suficiente para suportar todo o consumo mundial por mais de 160 anos. Mesmo as reservas nacionais, apesar da virtual paralisação dos estudos e pesquisas de prospecção nos últimos anos, podem ser consideradas relativamente expressivas em termos mundiais: o Brasil detém a 10ª maior reserva do mundo, 1,1% das reservas totais, suficiente para atender a produção atual por mais de 500 anos.

Além disso, o preço do carvão, não obstante refletir algum impacto das tendências do custo da energia, influenciadas pela flutuação nos preços internacionais do petróleo, apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo. Nos últimos 10 anos, situou-se na faixa de US\$ 40 a US\$ 70 por tonelada, conforme evidenciado na Figura 6.5.

Figura 6.5: Preços Internacionais do Carvão (US\$/t)

160



Obs.: Japão: CIF-porto; Europa: CIF-ARA; EUA: CIF-usina  
 Fonte: BP Statistical Review, 2005

Apesar do comportamento recente dos preços do carvão, a *Energy Information Administration - EIA*, em sua publicação *Annual Energy Outlook 2006*, prevê pequena variação do preço do carvão no mercado interno norte-americano, estimando seu preço no horizonte de 2030 em cerca de US\$ 41,0 /short ton (US\$ 45,2 por tonelada métrica).

Não por acaso, grandes investimentos têm sido orientados para a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico de modo a possibilitar um uso mais intenso do carvão, com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias limpas de carvão (*clean coal technologies*).

Desde 1980 houve redução, em nível mundial, das emissões de CO<sub>2</sub> e redução significativa de material particulado produzido na geração de eletricidade a partir do carvão. Esses resultados positivos foram alcançados a partir da experiência operativa, da otimização das instalações e, também, com base em pesquisas governamentais e de empresas privadas. Contudo, os gastos com proteção ambiental adicionaram, em média, 30% dos custos totais de EPC de uma usina a carvão (Resende, 2006). No mesmo período, a Alemanha gastou mais de US\$ 20 bilhões em pesquisas na área de *clean coal technology*. E os Estados Unidos têm orçamento de US\$ 10 bilhões para o desenvolvimento do uso sustentável do carvão para os próximos 15 anos.

Em particular, são dignos de registro os esforços na direção do que se convencionou chamar seqüestro de carbono. Em linhas gerais, o seqüestro de carbono consiste na captura de emissões de CO<sub>2</sub> e em sua armazenagem em reservatórios naturais. Essa tecnologia ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento, havendo a expectativa de que possa estar comercialmente disponível nos próximos 20-25 anos.

O destaque nessa linha de pesquisa é o Projeto FutureGen<sup>40</sup>, patrocinado pelo governo norte-americano, que tem por meta construir uma térmica a carvão com emissão "zero", produzindo hidrogênio e eletricidade e capturando e armazenando o carbono.

Todo esse esforço parece indicar que o mundo não descarta, absolutamente, o uso do carvão como fonte primária para a geração de energia elétrica. É verdade que a Agência Internacional de Energia (IEA, 2004) considera, em seu cenário de referência, uma redução na participação da geração a carvão na produção de eletricidade nos países da OECD, em 2030, para 33,3%. Mas, essa mesma instituição projeta que, em termos mundiais, o carvão deverá virtualmente manter sua participação, respondendo por mais de 38% da produção global de eletricidade. Nesse cenário, a expansão da capacidade instalada evolui dos atuais 1.135 GW [2002] para 2.156 GW [2030], perfazendo uma média de instalação de novos 36.500 MW a cada ano.

A abundância das reservas de carvão, os avanços tecnológicos já consolidados e os que são esperados nos próximos anos e o aumento esperado da demanda de energia, em especial da demanda por energia elétrica, são os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração termelétrica a carvão deve ser contemplada na estratégia da expansão mundial da oferta de energia.

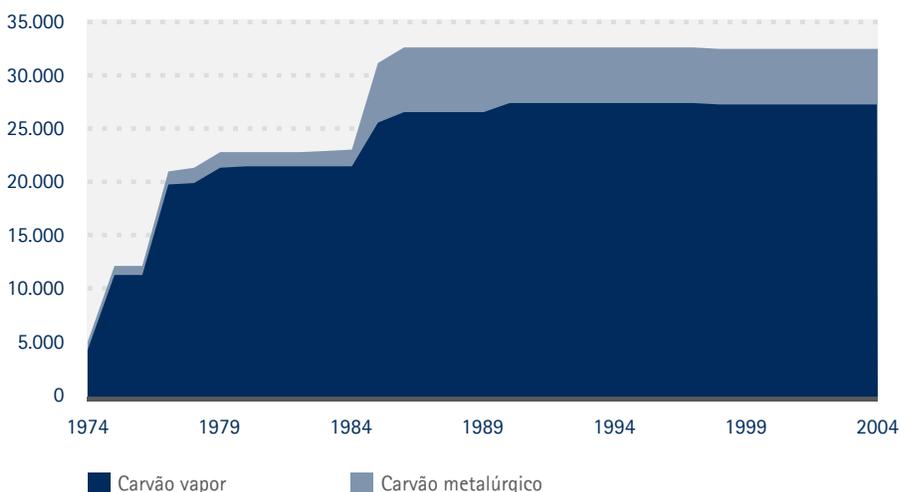
No Brasil, além dos aspectos ambientais, outras questões relevantes na discussão do potencial da geração termelétrica a carvão estão muito relacionadas à disponibilidade do energético (reservas e importação), à infra-estrutura (especialmente de transporte), aos aspectos de natureza tecnológica e econômica (refletido no custo da geração) e aos de natureza geopolítica e estratégica (por exemplo: dependência de importações).

<sup>40</sup> FutureGen será uma instalação de geração de energia elétrica com capacidade de 275 MW, demandando um prazo de 10 anos de construção e pesquisas e investimentos de US\$ 870 milhões (US\$ 620 milhões do U.S. DoE e US\$ 250 milhões de um consórcio privado). O projeto pretende seqüestrar emissões de CO<sub>2</sub> de um milhão de ton por ano, de modo a testar adequadamente as condições geológicas de um reservatório representativo.

Quanto aos recursos e reservas nacionais, deve-se considerar que as pesquisas na área do carvão estão virtualmente paralisadas, no Brasil, há 20 anos. Evidência disso é que o volume de reservas totais (medidas, indicadas e inferidas), de acordo dados do Balanço Energético Nacional, está “congelado” em torno de 32 bilhões de toneladas desde 1985, conforme indicado na Figura 6.6<sup>41</sup>.

Figura 6.6: Evolução das Reservas de Carvão Mineral Nacional

(10<sup>9</sup> t)



162

Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2005)

Esse panorama reforça a ideia de que para compor alternativas para atendimento à demanda de energia nos próximos 25 anos (horizonte dos estudos do PNE 2030) será necessária aplicação de recursos financeiros na pesquisa e na prospecção dos recursos energéticos. Medidas dessa natureza, seja pelo investimento por meio de órgãos do Estado, ou por meio de incentivos à iniciativa privada, devem compor a estratégia de ação futura no setor energético.

Nessas condições, é lícito supor que, havendo aporte adequado de recursos financeiros, o volume de reservas totais, mas especialmente o de reservas medidas, deva crescer ao longo do horizonte de estudos do PNE 2030.

Mesmo assim, seria de muito otimismo supor crescimento nas reservas superiores aos apontados no histórico, quando havia atividades de pesquisa minimamente regulares e, ainda, o estímulo de uma crise energética internacional, decorrente da elevação dos preços do petróleo na década de 70.

De fato, o último avanço expressivo no volume das reservas (40%) ocorreu entre 1984 e 1986, conforme indicado no Balanço Energético Nacional, como reflexo de iniciativas da década ante-

<sup>41</sup> Ao nível do conhecimento atual, as reservas de carvão nacional estão concentradas, basicamente, em dois estados (Rio Grande do Sul, com 90,58% das reservas, e Santa Catarina, 9,36%). Dessas reservas, são consideradas medidas (maior nível de certeza) apenas 28%, ou o equivalente a 6,7 bilhões de toneladas, dos quais 78,7% no Rio Grande do Sul e 21,2% em Santa Catarina.

rior. Considerando que hoje ainda não foram retomados os investimentos em estudos prospectivos na área do carvão e que há um prazo mínimo para que, uma vez retomados esses estudos, eles possam produzir os resultados esperados, afigura-se razoável supor que a expansão das reservas não se dê antes de 2015.

Assim, para efeito de avaliação do potencial de geração de eletricidade a partir do carvão, considerando o carvão nacional, foram formulados dois cenários, que variam entre um mais conservador, em que o potencial está limitado ao volume reconhecido como reserva medida, até um mais otimista, em que as reservas medidas crescem 40% no período. Nessa hipótese, as reservas medidas de carvão nacional, de 6,7 bilhões de toneladas, evoluiriam, somente após 2015, para 9,2 bilhões de toneladas. Em adição, devido às características do carvão nacional, admitiu-se que grande parte (90%) deste carvão seria destinada para a geração de energia elétrica.

O comércio internacional do carvão mineral é relativamente pequeno, apenas 16% da produção mundial é transacionada entre os países, situação bem diferente do que acontece com o petróleo, para o qual o comércio internacional (exportações/importações) corresponde a mais de 50% da produção. Do volume de carvão mineral comercializado em 2004, 755 milhões de toneladas, 70% referiram-se ao carvão vapor, de uso principal na geração termelétrica. Importa ressaltar que em 1995 essa proporção era de 40%.

Outro dado relevante é que mais de 90% da comercialização internacional do carvão se faz por via marítima. A concentração de grandes exportadores e importadores na Ásia e na Oceania<sup>42</sup>, explica porque cerca de 60% desse volume navega pelo Pacífico. De qualquer modo, a quantidade comercializada pelo Atlântico, segmento que eventualmente pode mais interessar ao Brasil na hipótese de importação de carvão, é expressivo. Aqui, ainda que haja transações relevantes entre Austrália e Europa, os atores principais são, do lado exportador, África do Sul e Colômbia, e, do lado importador, Estados Unidos, Alemanha e Reino Unido.

A se considerar a alternativa de importação de carvão energético pelo Brasil, surgem imediatamente como referência os carvões da Austrália, da África do Sul e da Colômbia. Em quaisquer dos casos, trata-se de carvões com poder calorífico entre 5.000 e 7.500 kcal/kg, bem mais alto que o dos carvões nacionais. Isso significa que um parque termelétrico de 10.000 MW, com rendimento médio de 40% (compatível com as tecnologias mais modernas, comercialmente disponíveis), operando com fator de capacidade médio de 60%, demandaria, em um ano, algo como 19 milhões de toneladas. Observe-se que, em 2005, o Brasil importou 13,7 milhões de toneladas de carvão metalúrgico. Ou seja, a instalação de 10.000 MW em termelétricas a carvão importado significaria apenas pouco mais do que dobrar a importação atual de carvão. Levando-se em conta que se trata de um horizonte de 25 anos, há que se convir que essa proporção é perfeitamente admissível. E, por extensão, pode-se considerar que a infra-estrutura portuária teria condições de se adaptar a essa eventual solicitação adicional.

Nesse aspecto deve-se ter em conta que, no horizonte do PNE 2030, as regiões brasileiras naturalmente candidatas a instalar termelétricas a carvão importado seriam o Nordeste e o Sudeste, quer pelas dimensões do mercado de energia elétrica, quer pela necessidade de alternativas de

<sup>42</sup> Os maiores exportadores mundiais são Austrália e Indonésia, respectivamente com 218 e 107 milhões de toneladas. De outro lado, os maiores importadores são Japão, Coreia do Sul e Taiwan, respectivamente com 183, 79 e 60 milhões de toneladas (dados de 2004 – EIA, 2005).

geração de porte (aqui é preciso ter em conta as ocorrências conhecidas de carvão nacional, de valor comercial competitivo, estão concentradas na Região Sul). Ambas as regiões possuem portos estrategicamente localizados, com amplas condições de receber, ou de se preparar para tal, grandes volumes de carvão. Alguns desses portos já funcionam como terminais de carvão, para atendimento à indústria siderúrgica, como Sepetiba, no Rio de Janeiro, e Vitória, no Espírito Santo. Pelo menos um porto no Nordeste, Pecém, no Ceará, em breve estará atendendo à siderúrgica local. Outros portos no Nordeste, como Suape, em Pernambuco, e Itaqui, no Maranhão, também reúnem condições para receber esse tipo de carga, ainda que investimentos adicionais possam ser necessários. Nesses três casos, um outro fator relevante é a possibilidade de integração com o modal ferroviário, aumentando a flexibilidade para a localização de usinas termelétricas<sup>43</sup>.

Diante do exposto, para efeito de avaliação do potencial de geração de eletricidade a partir do carvão, considerando o carvão importado, pode-se concluir que, no horizonte do PNE 2030, não existem restrições relevantes quanto à disponibilidade de carvão, sendo perfeitamente plausível admitir, na formulação de alternativas para a expansão da oferta de energia elétrica, a possibilidade de instalação de 10.000 MW em termelétricas a carvão nas regiões Nordeste e Sudeste.

Quanto à questão do transporte do carvão, deve-se ter em conta que o modal mais indicado depende de vários fatores, mas principalmente da distância a ser coberta. No mundo, o carvão é geralmente transportado por esteiras ou caminhões, para curtas distâncias. Trens e barcaças, ou mesmo pequenos navios, são usados no caso de distâncias mais longas, porém, quase sempre, restrito ao transporte doméstico. Alternativamente, o carvão pode ser misturado com água, de modo a formar uma pasta, permitindo o transporte por dutos. Navios são comumente usados no transporte internacional, em tamanhos nunca inferiores a 40.000 DWT. Em todos os casos, o carvão transportado tem um conteúdo energético que justifica tal transporte.

No caso de carvões de alto teor de cinzas e relativamente baixo teor de carbono, dificilmente se justifica transporte a longas distâncias. Esse é precisamente o caso do carvão brasileiro. O carvão brasileiro proveniente das jazidas do Rio Grande do Sul tem teor de cinzas não inferior a 40% e teor de carbono não superior a 30%. Essa condição torna antieconômico seu transporte a longas distâncias<sup>44</sup>. Assim, a utilização do carvão nacional tem-se justificado apenas em usinas localizadas próximas às minas, portanto na região Sul. Usinas a carvão em outras regiões demandariam preferencialmente carvão importado.

Da mesma forma que no caso do urânio, o potencial do uso do carvão mineral como fonte primária para a geração de energia elétrica no horizonte do PNE 2030 pode ser sintetizado na potência que poderia ser instalada a partir da disponibilidade do energético. No caso do carvão nacional a questão que se coloca é avaliar qual a potência instalável a partir da disponibilidade do mineral. No caso do carvão importado, a questão deve ser posta de uma forma um pouco diferente: dada uma potência a ser instalada, qual o volume de carvão a importar.

<sup>43</sup> A integração com o modal ferroviário é uma possibilidade real tendo em vista o projeto da Ferrovia Nova Trans-nordestina, que prevê a construção de uma moderna ferrovia com 1.800 km de extensão, ligando Eliseu Martins, no Piauí, aos portos de Pecém e Suape. No Maranhão, o porto de Itaqui, já servido pela Estrada de Ferro Carajás, está na área da Ferrovia Norte-Sul, em construção.

<sup>44</sup> No passado, o transporte do carvão do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina chegou a ser feito, por cabotagem, até o Rio de Janeiro, porém a custa de subsídios. A suspensão desses benefícios no final dos anos 80 e início dos 90 eliminou esse transporte.

Mas, além das reservas (volume de carvão potencialmente disponível para geração de eletricidade), há ainda outros aspectos importantes na quantificação do potencial de geração.

Quanto ao consumo específico de carvão (quantidade do mineral necessária para gerar 1 MWh), tem-se que o valor observado nas usinas em operação no Rio Grande do Sul não é, hoje, inferior, a 1.200 kg/MWh enquanto que na usina de Jorge Lacerda não supera, em média, a 700 kg/MWh. Por outro lado, todas as usinas em projeto estimam um consumo específico entre 1.000 e 1.100 kg/MWh. As diferenças se explicam pelo uso de carvão bruto (ROM – run of mine), quando o consumo específico é mais elevado, e de carvão beneficiado. Para efeito de cálculo do potencial de geração, considera-se aqui apenas a hipótese de uso do carvão ROM, cujo poder calorífico varia entre 2.700 e 4.500 kcal/kg nas oito principais jazidas nacionais (DNPM, 2005).

Quanto ao rendimento, a experiência mundial revela uma performance média de 32%. Na tecnologia convencional, de combustão pulverizada, os fabricantes asseguram rendimentos não inferiores a 35%, podendo chegar a mais de 40% na hipótese de uso do ciclo supercrítico. Além disso, todas as quatro termelétricas nacionais em construção e em projeto deverão operar com rendimento mínimo de 35%. Assim, é natural esperar que a expansão futura parta desse patamar, o que é tecnologicamente possível, embora rendimentos mais elevados sejam admissíveis somente com o emprego de tecnologias que estão, todas, em fase de pesquisa e desenvolvimento e que foram, por hipótese, desconsideradas nos estudos do PNE 2030. Para efeito da quantificação do potencial de geração de energia elétrica com o carvão nacional, parametrizou-se o consumo unitário das futuras usinas entre 800 e 1.200 kg/MWh.

Complementarmente, foram adotadas as seguintes hipóteses de cálculo:

- Fator de capacidade médio operativo: 60%
- Vida útil: 175.000 horas, equivalente a um período de 25 anos, com fator de capacidade de 80% ou de cerca de 35 anos com fator de capacidade de 60%.
- Fator de recuperação médio das principais jazidas de 70%.

Os resultados são apresentados na Tabela 6.5.

**Tabela 6.5: Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Nacional (MW)**

RESERVAS	CONSUMO MÉDIO (kg/MWh)		
	1.200	1.000	800
6,7 x 10 <sup>9</sup> t	17.000	20.500	26.000
9,2 x 10 <sup>9</sup> t	24.000	29.500	37.500

Os resultados revelam que é muito grande o potencial de geração termelétrica com carvão nacional. Considerando a potência unitária de referência de 500 MW, pode-se dizer que, no estágio tecnológico atual e considerando apenas as reservas ditas medidas, há disponibilidade de carvão nacional para instalação de pelo menos 34 usinas, que operariam com um fator de capacidade médio de 60% por cerca de 35 anos.

Já na discussão do potencial de geração de energia elétrica no Brasil a partir do carvão importado, a questão de maior interesse que se coloca é a quantidade do mineral que seria demandada para suprir tal parque de usinas.

Para efeito desse cálculo, foram usadas as mesmas hipóteses do caso do carvão nacional, com exceção, naturalmente, do poder calorífico. Para estimar esse parâmetro, tomou-se como referência os carvões da África do Sul, Colômbia e Austrália, cujos poderes caloríficos variam entre 5.000 e 7.500 kcal/kg (WCI, 2005). O cálculo foi feito para as potências de 1.000, 5.000 e 10.000 MW. A Tabela 6.6 resume os resultados obtidos.

**Tabela 6.6: Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Importado**  
(Quantidade de carvão demandada, em milhões de toneladas por ano)

POTÊNCIA (MW)	PODER CALORÍFICO (kcal/kg)	RENDIMENTO		
		35%	40%	45%
1.000	5.000	2,59	2,26	2,01
	6.000	2,15	1,86	1,68
	7.500	1,72	1,51	1,34
5.000	5.000	12,92	11,31	10,05
	6.000	10,77	9,42	8,38
	7.500	8,62	7,54	6,70
10.000	5.000	25,85	22,62	20,01
	6.000	21,54	18,85	16,76
	7.500	17,23	15,08	13,40

Para se ter uma idéia da significância desses valores, considere que, para uma potência de 10.000 MW, o volume médio de importação demandado é comparável às importações atuais de carvão pelo país. Além disso, tomando como referência para o preço internacional do mineral o carvão da África do Sul e considerando um frete até o porto do Rio de Janeiro (US\$ 70/t), o valor das importações de carvão seria de no máximo US\$ 1,8 bilhões por ano, para a potência de 10.000 MW (isso corresponde a cerca de 1,5% das exportações brasileiras registradas em 2005, US\$ 118 bilhões, e a menos de 1% do fluxo de comércio exterior nesse mesmo ano, US\$ 191,9 bilhões).

## Gás Natural

Recursos e reservas nacionais de gás natural já foram discutidos no Capítulo 4 deste relatório. Agora, a questão que se coloca é o potencial deste energético para a geração de energia elétrica, o qual será examinado segundo duas condições de contorno principais: o uso concorrente do gás ("usos múltiplos") e sua disponibilidade.

A primeira condição determina que a disponibilidade de gás para geração de eletricidade estará fortemente vinculada à demanda de outros setores de consumo, onde o uso do gás surge como

alternativa energeticamente eficiente, a saber: setor energético, residencial, comercial/público, industrial e transportes. No caso do setor industrial, deve-se considerar também o uso do gás natural para fins não energéticos, como ocorre no caso da indústria química e siderúrgica. A estimativa do potencial se fará, portanto, dentro de uma necessária visão integrada da matriz energética brasileira.

Quanto à oferta de gás natural, deve-se considerar que se trata de uma fonte primária que pode ser tanto produzida domesticamente, como importada, via gasodutos ou na forma liquefeita. Assim, a disponibilidade de gás dependerá essencialmente:

- Do grau de esforço exploratório e de produção de gás natural no país;
- Da disponibilidade de projetos internacionais de oferta de gás natural (gasodutos) ou do fortalecimento da tendência de "comoditização" do produto, na forma de GNL, exigindo, nesse caso, também investimentos em infra-estrutura.

Ambos os aspectos dependem da atratividade do mercado para o energético no país e da estratégia dos agentes presentes no mercado brasileiro. Assim, a avaliação do potencial de geração termelétrica a gás natural se reporta a uma análise prospectiva, considerando não só aspectos econômicos e regulatórios, como também o contexto mundial de oferta de gás natural.

Após expressivo crescimento da demanda nos últimos anos, com taxa média de 16,7 % ao ano entre 1999 e 2004, a indústria brasileira de gás natural enfrenta atualmente um período de restrições na oferta do combustível. Essa situação, contudo, pode ser entendida como transitória e deverá ser superada tão logo sejam concluídos os gasodutos, cujas construções estão em curso ou em projeto<sup>45</sup>, entrem em operação importantes projetos de produção de gás natural, nas bacias marítimas de Santos, de Campos e do Espírito Santo e sejam disponibilizadas instalações de recepção e tratamento do GNL. Assim, a oferta no médio prazo está fortemente condicionada por decisões que já foram tomadas.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural no longo prazo, além do aumento da exploração e produção doméstica, não se pode ignorar o grande volume comprovado das reservas existentes na América do Sul e a possibilidade de importação de GNL.

Nessas condições, para efeito da estimativa de potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural convém considerar duas situações, caracterizadas por horizontes de análise distintos:

- A primeira envolve as perspectivas de médio prazo, utilizando, essencialmente, os resultados apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 e o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras, reconhecendo a presença da estatal nesse mercado;
- A segunda envolve projeções para o horizonte até 2030, cujas premissas utilizadas são explicitadas adiante.

<sup>45</sup> Estão em construção os gasodutos Uruçu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Sergipe-Alagoas, GASENE (Gasoduto Sudeste-Nordeste), trecho Macaé-Vitória- Cacimbas, e em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Espírito Santo-Bahia do GASENE foi iniciado ainda no segundo semestre de 2006. Essas obras totalizam investimentos da Petrobras da ordem de US\$ 3 bilhões.

O ponto de partida é, naturalmente, o parque em operação. Segundo o "Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015", o parque termelétrico a gás natural em operação no sistema interligado nacional (SIN) perfazia, em 31 de dezembro de 2005, a potência de 7.649 MW. Ainda de acordo com o PDEE 2006-2015, a expansão do parque termelétrico a gás natural no SIN, até 2011, será de 4.484 MW. Conforme indicado na Tabela 6.7, trata-se da programação de instalação de 7 unidades (quatro delas ampliação de usinas existentes), perfazendo um total de 2.034 de MW<sup>46</sup>. Além dessas usinas, há a indicação, para o ano 2011, da necessidade de um montante adicional de geração termelétrica correspondente à instalação de 3.500 MW, dos quais o plano sugere que 2.450 MW utilizem o gás natural como combustível (Tabela 6.8). Assim, a previsão é de que se atinja, no SIN, a potência instalada de cerca de 10.040 MW em 2010 e de, pelo menos, 12.490 MW em 2011.

Por outro lado, a Petrobras, em seu Plano de Negócios 2007-2011, estima que a oferta de gás natural em 2011 possa chegar a 120 milhões de m<sup>3</sup> por dia, sendo 70 milhões referentes à produção nacional (parcela entregue ao consumo final) e 50 milhões provenientes de importações: 30 milhões da Bolívia (Gasbol) e 20 milhões via GNL. Ainda segundo o documento da Petrobras, essa oferta atenderia a um mercado distribuído entre indústrias (38 milhões de m<sup>3</sup> por dia), geração termelétrica (48 milhões) e outros consumos (34 milhões para residências, setor serviços e consumo próprio da Petrobras). Considerando as térmicas supridas diretamente a partir da Bolívia e Argentina<sup>47</sup>, tem-se que a disponibilidade de gás para geração de energia elétrica em 2011 seria de 53,2 milhões de m<sup>3</sup> por dia, valor que será considerado para efeito do cálculo aqui desenvolvido.

---

<sup>46</sup> Esse total não inclui a usina Termonorte II, em Rondônia, por se tratar de usina existente, que será integrada ao SIN a partir da efetivação da interligação do sistema Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. De outro lado, inclui as usinas de Camaçari, na Bahia, e de Santa Cruz, no Rio de Janeiro, construídas como unidades bicombustível, que podem(rão) operar com óleo diesel em face de restrições na oferta de gás.

<sup>47</sup> Aos valores indicados no Plano de Negócios da Petrobras deve-se acrescentar a importação de 5,2 milhões de m<sup>3</sup> por dia, feita diretamente pelos proprietários das usinas termelétricas de Cuiabá (480 MW) e Uruguiana (638 MW).

Tabela 6.7: Geração termelétrica a gás natural no SIN em 2010

USINA	SISTEMA OU SUBSISTEMA	STATUS	POTÊNCIA MW	INÍCIO DE OPERAÇÃO
Parque existente <sup>1</sup>	SIN	O	7.649 <sup>2</sup>	-
Termorio	SE/CO	A	123	Mar/06
		A	370	Ago/06
Santa Cruz Nova <sup>3</sup>	SE/CO	A	316	Fev/07
Vale do Açu	NE	C	340	Mar/07
Três Lagoas	SE/CO	A	110	Jan/08
Canoas	S	A	90	Jan/08
Cubatão	SE/CO	C	216	Jan/08
Termonorte II <sup>4</sup>	SE/CO	I	360	Jan/08
Araucária	S	C	469	Dez/08
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>SIN</b>	<b>-</b>	<b>10.043</b>	<b>-</b>
TOTAL excl. bicombustível	SIN	-	9.214	-

<sup>1</sup> Usinas em operação em 31/12/2005. <sup>2</sup> Essa potência inclui 513 MW (Camaçari-NE, 347 MW e Santa Cruz-SE/CO, 166 MW) em termelétricas bicombustível (gás e diesel), que operam hoje com óleo em razão de restrições na oferta de gás. <sup>3</sup> Usina bicombustível (gás e diesel), operando com óleo enquanto perdurar restrição na oferta de gás. <sup>4</sup> Usina existente, operando com óleo diesel até a disponibilização do gás natural de Uruçu, que passaria a integrar o Sistema Interligado Nacional – SIN com a interligação do sistema Acre-Rondônia.

Subsistemas: NE – Nordeste; SE/CO – Sudeste/Centro-Oeste (inclui Acre-Rondônia a partir de janeiro de 2008); S – Sul.

Status: O – em operação; A – ampliação; C – em construção; I – interligação.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (EPE, 2006)

Tabela 6.8: Necessidade de geração térmica indicada 2011, no SIN

SUBSISTEMA	POTÊNCIA MW	COMBUSTÍVEL INDICADO
Nordeste	2.450	gás natural
	250	biomassa
Sudeste/Centro-Oeste	450	biomassa
Sul	350	carvão
<b>TOTAL</b>	<b>3.500</b>	<b>-</b>

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (EPE, 2006)

A demanda de gás natural para a geração termelétrica depende do rendimento da conversão e do fator de capacidade de operação das usinas. O rendimento é, basicamente, função do tipo de usina, ciclo simples ou ciclo combinado. As usinas de ciclo simples apresentam rendimento de até 35%. As de ciclo combinado podem apresentar índices superiores a 45%. O parque gerador termelétrico brasileiro é relativamente novo e, na maioria dos casos, constituído por usinas em ciclo combinado<sup>48</sup>. Assim, o valor de 45% é um bom estimador do rendimento do parque termelétrico a gás no horizonte em questão (2011).

<sup>48</sup> Os levantamentos feitos pela EPE para o PNE 2030 indicam que 29% da potência instalada em térmicas a gás operam, hoje, em ciclo simples, porém a expansão deve ser feita em ciclo combinado, o que tende a reduzir esse percentual.

O fator de capacidade depende da hidrologia e do nível mínimo operativo, associado ao conceito de “take or pay” no caso das usinas a gás. Em situações de hidrologia desfavorável, as usinas térmicas tendem a operar na base da carga e, nesse caso, o fator de capacidade tende a se aproximar do fator de disponibilidade máximo<sup>49</sup> da usina. Ao contrário, em situações de hidrologia favorável, a usina térmica tende a ser despachada no mínimo, prevalecendo, nessas condições, as limitações operativas e/ou comerciais, como o “take or pay”. No primeiro caso, o valor de 90% pode ser admitido como um bom estimador. No segundo caso, valores entre 40 e 50% são predominantes. Para efeito da avaliação da demanda de gás para a geração termelétrica, o fator de capacidade foi parametrizado entre 40 e 90%.

Nessas condições, e considerando a potência instalada em termelétricas a gás natural visualizada para 2011, de 12.490 MW, estima-se que a demanda desse combustível para a geração termelétrica nesse ano possa atingir 58,6 milhões de m<sup>3</sup> por dia, como indicado na Tabela 6.9.

Tabela 6.9: Demanda de gás natural para geração termelétrica em 2011

FATOR DE CAPACIDADE	DEMANDA Mm <sup>3</sup> /dia
40%	26,0
50%	32,5
60%	39,1
70%	45,6
80%	52,1
90%	58,6

Hipóteses de cálculo:

Potência instalada de 12.490 MW e rendimento de 45%.

Confrontando esses resultados com a disponibilidade de gás natural informada no Plano de Negócios da Petrobrás (acrescida da importação para as usinas de Cuiabá e Uruguiana), pode-se concluir que:

- A oferta de gás para a geração termelétrica é suficiente para atender o despacho máximo de uma potência total de 11.300 MW, isto é, suficiente para atender ao sistema existente e praticamente à quase toda da expansão prevista no PDEE 2006-2015;
- A potência total prevista, inclusive a demanda das unidades bicombustível que hoje operam com gás e a demanda da térmica indicativa na região Nordeste, operaria com fator de capacidade máximo de 82%.

Ressalte-se que a operação do parque termelétrico a gás com 90% de fator de capacidade somente se dará em condições de severa adversidade hidrológica. Em condições normais, é de

<sup>49</sup> Fator de disponibilidade máximo é a potência instalada deduzida dos fatores de indisponibilidade, a saber, para as programadas para manutenção e saídas intempestivas (paradas forçadas).

se esperar um fator de capacidade bem menor. A oferta diária de 20 milhões de m<sup>3</sup> de GNL permite atender a essa flexibilidade. Note-se que a diferença entre a demanda de gás das usinas operando com 90 e 70% de fator de capacidade, de 13 milhões de m<sup>3</sup> por dia, é compatível com o dimensionamento dessas plantas de regaseificação de GNL. Por outro lado, a diferença entre a demanda máxima de gás e a oferta anunciada, de cerca de 5 milhões de m<sup>3</sup> por dia, poderia ser atendida, se fosse o caso, com expansão da oferta de GNL. Assim, pode-se concluir que a programação de geração termelétrica a gás contida no plano decenal corresponde, no horizonte de médio prazo (até 2011), ao potencial desse energético para esse uso.

No horizonte de longo prazo, as bases para a avaliação do potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural são, naturalmente, diferentes. Afinal, o horizonte mais distante, dependendo do cenário macroeconômico em que se insira a análise, autoriza assumir, como condição geral de contorno, que os principais condicionantes presentes no curto e no médio prazo possam ser ou estar, de alguma forma, superados ou removidos.

Dentro dessa ótica, crescem de importância indicadores de natureza político-estratégica, entre os quais destacam-se o grau de dependência energética de importações e o volume de emissões de gases de efeito estufa.

Nessas condições, para efeito da avaliação do potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural no horizonte de longo prazo (após 2011) foram assumidas as seguintes hipóteses:

- Não há restrições relevantes de infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural, vale dizer, admite-se que tal infra-estrutura possa se expandir adequadamente nesse horizonte;
- Toda a expansão termelétrica se fará em ciclo combinado, de maior eficiência.
- O consumo de gás para uso não-termelétrico, exclusive o consumo final do setor energético, evoluirá conforme a trajetória indicada no Capítulo 2 para o Cenário B1, atingindo, em 2030, pouco mais de 100 milhões de m<sup>3</sup> por dia;
- A produção doméstica de gás seguirá a trajetória apresentada no Capítulo 4, limitando-se a cerca de 250 milhões de m<sup>3</sup> por dia a partir de 2025, o que significa um volume de entrega de 150 milhões de m<sup>3</sup> por dia ao mercado consumidor.

Nessas condições, mantido o volume de importação de gás natural previsto para 2011, de cerca de 50 milhões de m<sup>3</sup> por dia, a disponibilidade diária de gás para a geração de energia elétrica seria de 98 milhões de m<sup>3</sup> em 2030. Aumentar esse volume de importações não é, absolutamente, incompatível com os cenários de crescimento macroeconômico, nem significa, necessariamente, aumento da dependência externa. Em 2011, o volume de importação previsto, corresponde a cerca de 40% do consumo. Manter essa mesma proporção de importação significa disponibilizar para a geração de energia elétrica até 148 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2030. Esses volumes de gás natural permitem o despacho máximo (90% de fator de capacidade) de uma potência termelétrica de 22.300 ou 33.700 MW, conforme indicado na Tabela 6.10.

Tabela 6.10: Potencial de geração térmica a gás em 2030

DISPONIBILIDADE DE GÁS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	POTÊNCIA INSTALÁVEL, EM MW	
	TOTAL	ENTRE 2011-2030
98 milhões m <sup>3</sup> /dia	22.300	9.800
148 milhões m <sup>3</sup> /dia	33.700	21.200

(\*) Considerando atendido o despacho máximo das usinas (fator de capacidade de 90%) e rendimento de 48% na conversão.

## Biomassa da cana-de-açúcar

Várias são as vias tecnológicas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa da cana. Em todas elas há um processo de conversão da biomassa em um produto intermediário que será então utilizado em uma máquina motriz, onde será produzida a energia mecânica que acionará o gerador de energia elétrica.

Com a expansão e renovação das unidades de processamento do setor sucroalcooleiro e a valorização dos resíduos agrícolas e industriais do processo, as centrais termoeletricas de cogeração integradas aos sistemas produtivos também deverão incorporar os avanços tecnológicos viabilizados ao longo do horizonte de estudo, elevando significativamente o potencial de produção de energia elétrica excedente (ofertável para a rede após o atendimento das necessidades da própria unidade industrial) ou minimizando o consumo de biomassa para atendimento das necessidades energéticas do processo e disponibilizando-a para uso como matéria-prima em aplicações mais rentáveis.

As principais tecnologias que constituem as inovações disponíveis para viabilizar a melhoria do aproveitamento dos recursos energéticos da biomassa na geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro são:

- Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão, empregado de forma integrada a processos produtivos através da cogeração;
- Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração, que podem operar de forma integrada a processos produtivos através da cogeração ou isoladamente;
- Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa.

Na Tabela 6.11, são apresentados os parâmetros de referência de cada uma das tecnologias relevantes.

**Tabela 6.11: Geração Específica de Energia Elétrica a partir da Biomassa**  
(Excedente exportável para o sistema elétrico segundo o modo de operação)

TECNOLOGIA	EM COGERAÇÃO (kWh/ton <sub>Biomassa</sub> ) <sup>1</sup>	EM GERAÇÃO PURA (kWh/ton <sub>Biomassa</sub> ) <sup>1</sup>
Ciclo a vapor de baixa eficiência (sistemas atualmente utilizados)	15	-
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão	215	-
Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração	340	530
Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa	1.050	1.150

<sup>1</sup>referenciado à biomassa em base seca.

Entre as possibilidades tecnológicas consideradas, o ciclo de cogeração a vapor com turbinas de contrapressão é o que apresenta maiores perspectivas de aplicação na expansão setorial, tendo em vista que os sistemas de atendimento energético em usinas sucroalcooleiras são, necessariamente, ciclos de cogeração *topping* a vapor, devido às demandas energéticas do processo.

Teoricamente, esses ciclos são similares aos que são hoje comumente utilizados (ciclos de baixa eficiência). A diferença fundamental está na especificação das características técnicas. Os ciclos com turbinas de contrapressão privilegiam a eficiência energética pela elevação da eficiência geral da caldeira de geração de vapor, dos níveis de pressão e de temperatura desse vapor, que passa a patamares de 80 a 100 kgf/cm<sup>2</sup>, podendo atingir valores de até 150 a 180 kgf/cm<sup>2</sup>, a mais longo prazo, na medida do desenvolvimento tecnológico nacional. Além dos ganhos de eficiência do processo produtivo e da caldeira, nesses ciclos as turbinas a vapor podem apresentar melhores especificações fluído-mecânicas e termodinâmicas, com maior número de estágios e melhores desempenhos.

A segunda tecnologia em termos de potencial de penetração é a que adiciona um condensador ao sistema descrito, cuja função principal é permitir a expansão do vapor até pressões inferiores à atmosférica, elevando o aproveitamento da energia nele contida.

Entre as principais diferenças entre as duas novas tecnologias, destacam-se:

- Nos ciclos a vapor de contrapressão, o processo produtivo efetua o papel de condensador do vapor, obrigando a um casamento entre as dimensões da geração de vapor e do processo produtivo, bem como limitando o tempo de operação de exportação de energia elétrica ao período da safra. Os esforços de desenvolvimento das culturas e técnicas agrícolas vêm expandindo os períodos de safra, reduzindo o tempo de indisponibilidade dos equipamentos;
- Nos ciclos a vapor com turbinas de condensação e extração, a existência do dispositivo de condensação permite a operação fora do período da safra, quando a eficiência do ciclo é ainda maior, além oferecer maior flexibilidade nas relações entre a quantidade de vapor gerado e consumido pelo processo produtivo. Entre as características desses ciclos destacam-se maiores investimentos, a necessidade de providenciar a oferta de combustível durante os períodos de entressafra, seja acumulando resíduos vegetais como bagaço e palha, seja empregando outros energéticos. Além disso, os sistemas com condensação em escalas como as projetadas para as usinas do setor sucroalcooleiro demandam quantidade expressiva de água, podendo

introduzir limitações de localização à sua instalação, sobretudo quando se considera a possibilidade de irrigação.

Essas diferenças determinarão a escolha de uma ou outra rota nas novas unidades de processamento da cana-de-açúcar, em função das estratégias dos operadores das unidades.

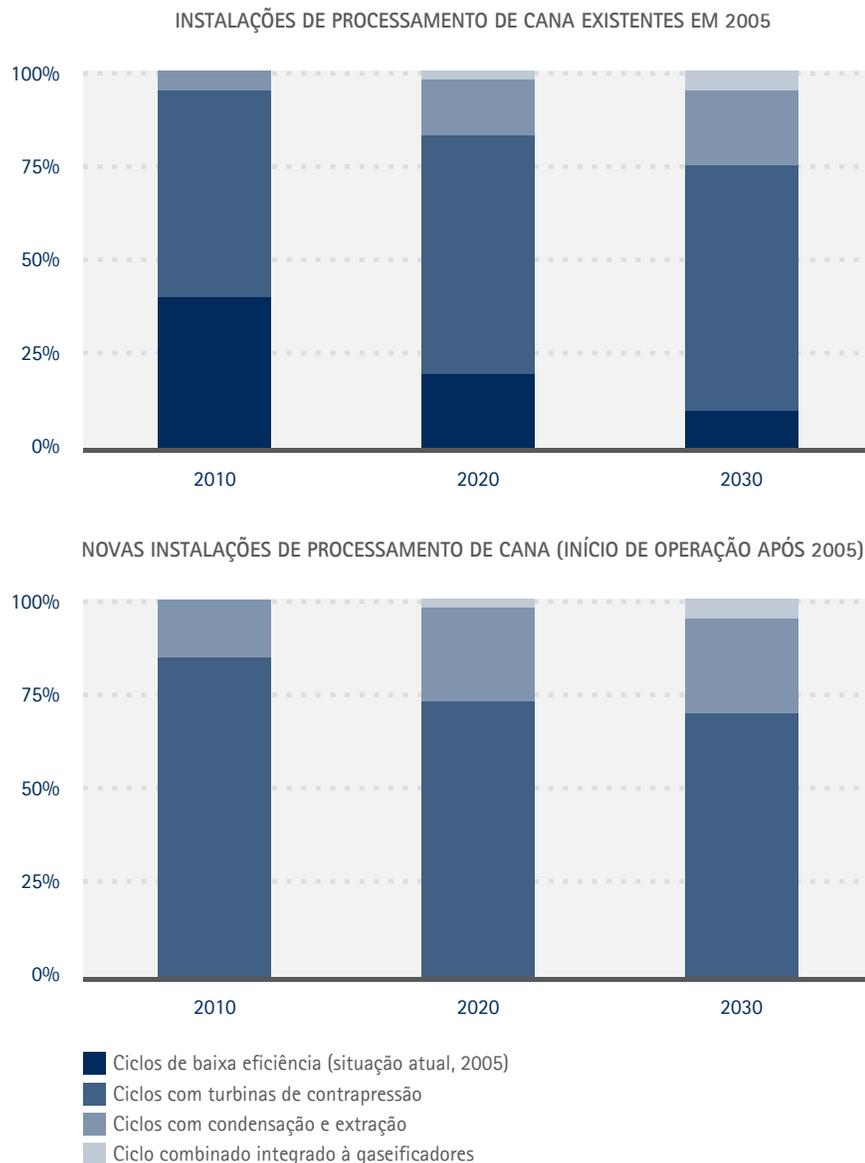
No ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa a eficiência é muito elevada. Por possuírem condensadores, apresentam, além disso, basicamente as mesmas vantagens e desvantagens do ciclo a vapor de condensação e extração. Essa tecnologia, contudo, ainda não está disponível comercialmente, ao menos nas escalas consideradas adequadas para integração às unidades de processamento da cana. Apesar disso, e dos investimentos relativamente mais elevados que requer, essa tecnologia não deve ser descartada dentro de uma perspectiva de longo prazo. De fato, há, na atualidade, grande interesse nas alternativas tecnológicas capazes de transformar a biomassa em formas nobres de energia, como os combustíveis líquidos. Uma das rotas tecnológicas em estudo se apóia na gaseificação da biomassa para geração de um gás de síntese que posteriormente é processado para produzir combustíveis sintéticos como gasolina e óleo diesel, similarmente a orientações tecnológicas de mesmo objetivo que utilizam gás natural ou carvão para o mesmo fim. A conjugação de interesses para o desenvolvimento da tecnologia de gaseificação e a ampliação de sua escala de produção industrial tenderão a diminuir as dificuldades verificadas atualmente, sugerindo que se considere a possibilidade de sua aplicação ao longo do horizonte do PNE 2030.

**174**

A análise do aproveitamento energético da cana-de-açúcar apresentada no Capítulo 5 suporta o entendimento de que a expansão do setor sucroalcooleiro nacional incorporará os novos paradigmas tecnológicos do setor, em que a mecanização generalizada da cultura, a recuperação da palha e a cogeração em bases mais eficientes apresentam maior viabilidade, permitindo maior aproveitamento dessa biomassa, seja na produção de etanol, seja na produção de energia elétrica.

O cenário formulado para evolução das tecnologias de geração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro considerou trajetórias diferenciadas para o parque existente, que atende à demanda de processamento atual (2005), e para a expansão desse parque (novas instalações). Até 2015, esse cenário toma por base os estudos de substituição e renovação da capacidade industrial do próprio setor. A mais longo prazo, admite-se que a tendência de renovação se mantenha e considera-se o uso da tecnologia de ciclo combinado a partir de 2020. A Figura 6.7 apresenta a evolução da estrutura do parque de processamento de cana segundo as tecnologias de geração de energia elétrica.

Figura 6.7: Cenário de evolução da estrutura do processamento de cana, segundo as tecnologias de geração de eletricidade



Nessas condições, e considerando a perspectiva de aumento da produção de cana e de etanol discutida no Capítulo 5, estima-se que a capacidade potencial de geração de energia elétrica excedente, isto é, após atendidas as necessidades de consumo próprio das instalações do setor sucroalcooleiro, possa atingir, em 2030, 6.830 MW, dos quais 2.480 MW associado à capacidade

de processamento existente em 2005 e 4.350 MW à expansão dessa capacidade, conforme indicado na Tabela 6.12.

**Tabela 6.12: Potencial de Geração de Eletricidade das Instalações de Processamento de Cana-de-Açúcar**

(MW)	2005	2010	2020	2030
<b>Instalações existentes em 2005</b>				
Ciclos de baixa eficiência	250	140	90	30
Ciclos com turbinas de contrapressão		1.380	1.260	1.400
Ciclos com condensação e extração		150	420	590
Ciclo combinado			170	460
<b>SUBTOTAL</b>	<b>250</b>	<b>1.670</b>	<b>1.940</b>	<b>2.480</b>
<b>Novas instalações</b>				
Ciclos com turbinas de contrapressão	90	410	1.560	2.770
Ciclos com condensação e extração	10	90	560	1.160
Ciclo combinado			50	420
<b>SUBTOTAL</b>	<b>100</b>	<b>500</b>	<b>2.170</b>	<b>4.350</b>
<b>TOTAL</b>	<b>350</b>	<b>2.170</b>	<b>4.110</b>	<b>6.830</b>

## Fontes alternativas

O emprego em uma escala maior das fontes alternativas (renováveis e não-convencionais, como os resíduos urbanos) observará a conciliação entre dois direcionamentos estratégico: incentivar a busca de soluções “limpas” e sustentáveis para a matriz energética brasileira e minimizar o impacto do custo de produção de energia para o consumidor.

Na área de combustíveis líquidos, o etanol e o biodiesel são exemplos de inserção de fontes alternativas renováveis atendendo ambos os objetivos. Na geração de energia elétrica, o grande exemplo é o aproveitamento da biomassa da cana. No caso das demais fontes alternativas, cujo uso, em geral, se orienta para a produção de eletricidade, há situações variadas, sendo as mais promissoras, no horizonte do PNE 2030, o uso da energia eólica e dos resíduos urbanos.

### *Energia eólica*

Devido não somente à sua extensão territorial, mas, sobretudo, ao tamanho do litoral, o Brasil apresenta grande potencial de energia eólica, especialmente na região Nordeste, e tem-se trabalhado intensamente na criação de incentivos para a difusão dessa energia no país. Atualmente, o grande incentivo dado às fontes alternativas de energia é Programa de Incentivo às Fontes

Alternativas – PROINFA, criado pela Lei nº 10.438, de abril de 2002, que promove a instalação, no curto prazo de mais de 1.300 MW em centrais eólicas.

O potencial eólico brasileiro tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia. Tal interesse pode ser evidenciado na instalação no país de firmas que, inicialmente, se voltavam para a construção das pás das turbinas, mas que hoje já desenvolveram infra-estrutura e parcerias que viabilizam a manufatura do modelo E-40 (600 kW), com alto índice nacionalização, tanto de matéria prima e como de mão de obra. Várias empresas mantêm torres de medições e elaboram estudos de infra-estrutura para instalação e operação de parques eólicos. Existem cerca de 5.300 MW em projetos eólicos autorizados pela ANEEL.

A grande questão é o custo. Apesar da queda do custo unitário de investimento em razão da evolução rápida na curva de aprendizagem, o baixo fator de capacidade dessas centrais ainda faz com que o custo médio de geração se situe na faixa de 75 US\$/MWh, mesmo com o investimento por kW considerado a US\$ 1.200<sup>50</sup>.

### *Resíduos urbanos*

O aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos (lixo) apresenta diversas vantagens sócio-ambientais e, por isso, há um grande interesse em viabilizar o seu aproveitamento energético. A produção de energia elétrica a partir desses materiais já apresenta alternativas tecnológicas maduras.

A avaliação do potencial energético do lixo requer a cenarização de sua produção assim como de sua composição. Hoje, conforme a Pesquisa Nacional de Saneamento Básico do IBGE (2002) e o Manual de Gerenciamento Integrado do Lixo, do IPT-SP (1998), estima-se que a produção *per capita* de resíduos urbanos no Brasil seja da ordem de 0,54 kg por dia, pouco mais de um terço da produção norte-americana, sendo que 47,5% é material orgânico e 30% é material reciclável. Nos Estados Unidos, a proporção de recicláveis atinge 65%. Como efeito do crescimento da renda e da melhoria em sua distribuição, haveria tanto aumento na produção de resíduos como alteração em sua composição. Considerou-se que, em 2030, poder-se-ia atingir índices de produção e proporção de recicláveis correspondentes à metade da diferença atual entre os índices norte-americanos e brasileiros.

Nessas condições, o potencial de produção de energia elétrica a partir dos resíduos urbanos, segundo as opções tecnológicas disponíveis, é o apresentado na Tabela 6.13.

<sup>50</sup> Cálculo considerando taxa de juros de 8% ao ano, sem impostos e sem alavancagem financeira.

Tabela 6.13: Potencial de Geração de Eletricidade com Resíduos Urbanos

	2020	2030
<b>Características dos resíduos</b>		
Volume (milhões de toneladas por ano)	62,7	92,2
% de material orgânico	56,0	47,5
% de material reciclável	39,0	47,5
<b>Potencial de geração de eletricidade<sup>1</sup> (MW)</b>		
Biogás de aterros	1.700	2.600
Digestão anaeróbica	980	1.230
Incineração	3.740	5.280
Ciclo combinado otimizado	5.980	8.440

<sup>1</sup> Considerando fator de capacidade de 80%

O potencial de geração com a tecnologia de digestão anaeróbica é menor, mas a produção do biogás ocorre em apenas 18 dias, enquanto que nos aterros pode levar até 40 anos. As outras tecnologias, de incineração e ciclo combinado otimizado, apresentam potencial maior, porém consomem parte dos recicláveis juntamente à fração orgânica do lixo para geração elétrica. No caso do ciclo combinado, há ainda uma complementação com gás natural.

Além da geração de eletricidade, o lixo apresenta a possibilidade de aproveitamento de material reciclável (vidro, metais, papel e plásticos). O uso dessa opção reduz a demanda de matérias-primas e, na ponta, a demanda de energia elétrica.

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

### Energia solar

Na área da energia solar, há os sistemas fotovoltaicos, isolados ou integrados à rede, e os sistemas heliotérmicos. Os sistemas fotovoltaicos isolados tiveram ampla penetração no Brasil através de vários programas, totalizando, em 2004, mais de 30 mil sistemas instalados<sup>51</sup>. O dire-

<sup>51</sup> Destacam-se o projeto PRODUZIR, para eletrificação de domicílios, que instalou, com recursos do Banco Mundial, 11 mil sistemas de 50 W de potência média, e o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, do MME, agora incorporado ao Programa Luz para Todos, com a instalação de quase 9 mil sistemas com potência média de 535 W em escolas, postos de saúde, igrejas, centros comunitários, bombeamento d' água e etc.

cionamento para esses nichos de mercado – comunidades e cargas isoladas – deverá permanecer ao longo do horizonte do plano, até porque a expansão, em muitos casos, depende ainda de incentivos, o que poderá ser reduzido na medida do aumento de escala da geração fotovoltaica e conseqüente queda nos preços.

Já a energia solar fotovoltaica integrada à rede surge como uma grande promessa para a geração distribuída. Questões técnicas para seu emprego parecem equacionadas. Um dos aspectos importantes será normalizar questões essenciais da geração distribuída, nos aspectos de qualidade, segurança e proteção. Mas a maior dificuldade ainda reside no custo das células. Considera-se que a geração torna-se competitiva a partir de US\$ 3.000/kW, tomando como base de comparação a tarifa de fornecimento. Nessa situação, o custo do módulo seria de US\$ 1,50, que a curva de aprendizagem sugere possível atingir, nos Estados Unidos, somente após 2020. Nessas condições, considerou-se que o aproveitamento da energia solar fotovoltaica, integrada à rede, seria marginal no horizonte do PNE 2030.

A geração heliotérmica, embora haja estudos que apontem uma redução do custo de instalação de uma usina, não se mostra competitiva, em escala comercial, no horizonte do PNE 2030.

### *Outras fontes*

Outras fontes renováveis são os resíduos agrícolas e industriais, que apresentam alguma viabilidade no longo prazo, e a energia do mar, principalmente derivada das correntes de maré e das ondas. O aproveitamento dessas fontes ainda está em fase incipiente, tecnologicamente comparável à da geração eólica de 10–15 anos atrás, porém vem despertando interesse pelo pequeno impacto ambiental, grande previsibilidade, alta densidade energética e amplas perspectivas de evolução técnica. Nesse caso, o aproveitamento da energia cinética das marés é a tendência tecnológica que se consolida pela similaridade com a geração eólica.

## 6.2 Projeções da Demanda

### Consumo Total

As projeções do consumo final de energia elétrica para o Brasil foram elaboradas, conjuntamente com a demanda de energia total, a partir do Modelo Integrado de Planejamento Energético – MIPE. Em razão do estágio de desenvolvimento do país, a que se associa um baixo nível de consumo *per capita* de eletricidade, o consumo de energia elétrica tem, historicamente, crescido sempre, com a exceção, única, do ano do último racionamento (2001). Sempre, também, as taxas de crescimento têm sido superiores às da expansão da economia.

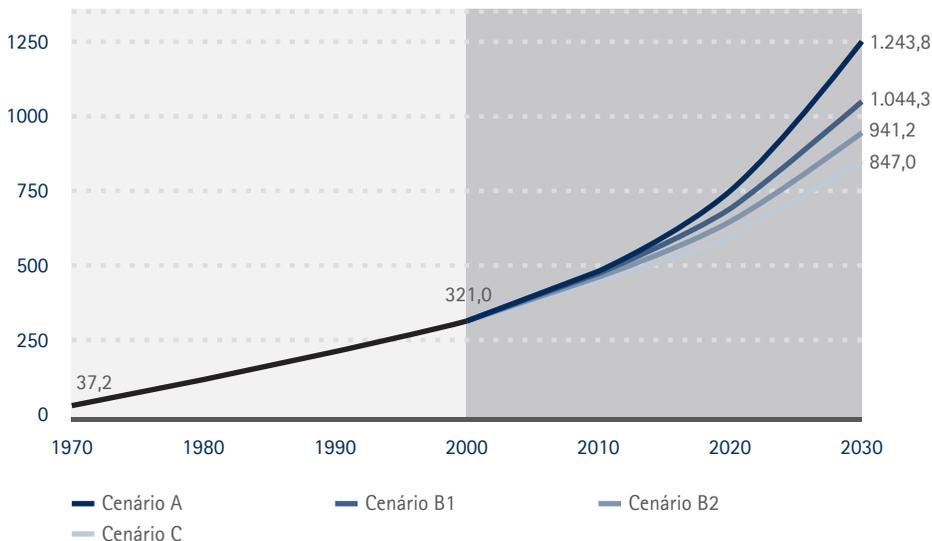
Acompanhando a tendência de evolução do consumo final de energia total (Capítulo 2), entende-se que a demanda de energia elétrica deva seguir trajetórias de expansão em que a eficiência se apresenta de forma diferenciada. Nos cenários em que, por hipótese, são maiores a disseminação tecnológica, o comércio internacional e a dinâmica, em geral, da economia global, os rendimentos no uso da energia tendem também a ser maiores. Esses cenários, por outro lado, pressupõem melhor distribuição da renda, o que tende a exercer pressões sobre a demanda de energia elétrica.

Assim, as projeções do consumo de eletricidade incorporam premissas de crescente eficiência em seu uso. De fato, a otimização do uso dos recursos energéticos por meio de medidas de conservação de energia apresenta-se como uma rota natural que alavanca o crescimento econômico, seja pelo aumento da produtividade, reduzindo os elevados investimentos na infra-estrutura, seja pela redução dos impactos ambientais associados a esse crescimento. A eficiência energética é, portanto, parte essencial do processo de desenvolvimento sustentável.

Nessas condições, o consumo total de energia elétrica no Brasil evolui de aproximadamente 375 TWh, em 2005, para valores entre 850 e 1.250 TWh, em 2030, dependendo do cenário macroeconômico tomado por referência. No Cenário B1, isto é, significa quase triplicar no período, indicando um crescimento médio anual de 4,3%. Nesse cenário, o consumo brasileiro de eletricidade registra um acréscimo, em 25 anos, equivalente ao consumo atual (2004) da Espanha e da Itália tomadas em conjunto, e atinge, no final do horizonte, um montante semelhante ao que, somados, França e Alemanha apresentam hoje. A Figura 6.8 mostra a evolução do consumo de energia elétrica brasileiro visualizado em cada cenário macroeconômicos considerado no estudo.

Figura 6.8: Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil

(TWh)



Obs.: Inclui auto-produção e conservação (progresso autônomo) e exclui consumo do setor energético.

### Conservação: progresso autônomo

As previsões do consumo de eletricidade consideram, intrinsecamente, um certo volume de energia conservada, associada a um progresso autônomo, vale dizer, à melhoria da eficiência decorrente de melhores práticas no uso e, principalmente, da progressiva substituição, nos diferentes segmentos da economia e da sociedade, do estoque de equipamentos elétricos por outros mais

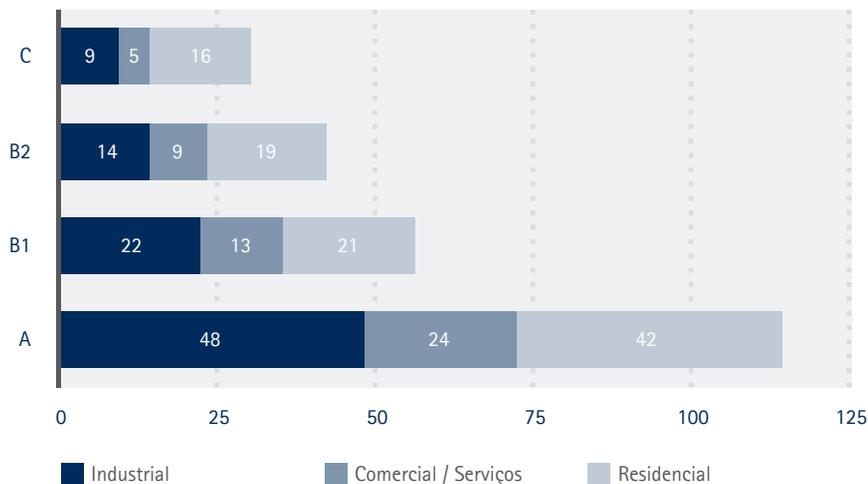
eficientes, que incorporam avanços tecnológicos disponíveis no mercado. Essa conservação traz, de certo modo, a continuidade da tendência histórica recente.

O ritmo de penetração da eficiência nos cenários está associado às linhas gerais de cada um deles. Nos Cenários A e B1, que se caracterizam por um processo de gestão interna eficaz no país, são menores as restrições de infra-estrutura e de oferta de financiamento e a penetração de alternativas eficientes no uso da eletricidade apresenta uma dinâmica mais acelerada em relação aos outros dois cenários (B2 e C).

O valor que se acumula nessa conservação é significativo. No Cenário B1, estima-se que possa atingir, em 2030, cerca de 53 TWh, o que equivale a mais de 5% do consumo nacional projetado para esse ano, ou ao consumo atual das regiões Sul ou Nordeste do país, ou, ainda, de um país como a Grécia. Em adição, pode-se afirmar que esse volume de energia conservada significa que, entre 2010 e 2030, logra-se evitar investimentos no setor elétrico que, apenas no segmento de geração, correspondem a algo entre US\$ 15 e US\$ 18 bilhões, se tomados como base de cálculo a potência hidrelétrica equivalente de 11.600 MW ou a nuclear de 8.000 MW. A Figura 6.9 apresenta o progresso autônomo da eficiência energética em cada cenário.

Figura 6.9: Eficiência Energética em 2030 – Progresso Autônomo

(TWh)



Importante frisar que, apesar de expressivo, esse progresso autônomo não esgota todo o potencial de conservação, tendo em vista, principalmente, limitações do processo de sua estimativa<sup>52</sup>. De fato, ganhos maiores de eficiência são possíveis, porém entende-se que dependerão, em grande parte, da ação orientada de um programa de governo.

## Elasticidade e intensidade elétrica

A partir das projeções do consumo de energia elétrica e das premissas básicas adotadas para o crescimento econômico e demográfico podem ser calculados indicadores de interesse, que trazem elementos importantes para a análise dessas projeções.

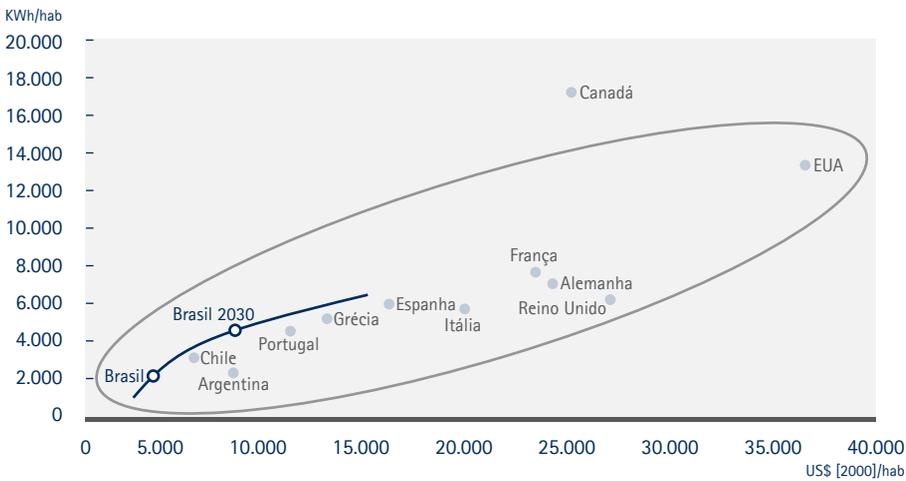
Indicadores como o consumo de energia elétrica per capita ou a intensidade elétrica da economia (consumo de energia elétrica por unidade do PIB) dependem muito da estrutura do mercado consumidor de cada país ou região e da configuração do seu parque industrial, em especial da eventual presença expressiva de cargas eletrointensivas. O Canadá, por exemplo, pode ser considerado um *outlier* na medida em que apresenta elevadíssimo consumo per capita de eletricidade e intensidade elétrica, em função da grande participação dos segmentos eletrointensivos, principalmente o alumínio, no seu mercado de energia elétrica. Além disso, como toda comparação que envolve as contas nacionais (PIB), a base de preços a qual estarão relacionadas pode introduzir distorções ditadas por fatores circunstanciais que influenciem a base selecionada. Contudo, são indicadores de ampla utilização e servem, com efeito, tomadas as precauções adequadas, para análises de grande utilidade.

**182**

A Figura 6.10 apresenta a comparação entre a posição relativa atual (2004) de diversos países e a situação do Brasil em 2030, com relação à renda per capita e ao consumo de energia elétrica per capita.

<sup>52</sup> Entre as limitações destacam-se: a abordagem metodológica técnico-analítica adotada na projeção do consumo, cujo grau de detalhamento teve como fronteira o nível de serviço energético fornecido pela eletricidade no grau de desagregação do Balanço de Energia Útil editado pelo MME (2005), pelo que considerações do uso da energia por tipo de equipamento – abordagem que logra permitir uma estimativa mais acurada dos potenciais de conservação de eletricidade – não são apreendidas e a própria dinâmica de penetração de alternativas de uso eficiente da eletricidade, que envolve esforços de múltiplos agentes e que, per se, implica em velocidades de difusão de esforços distintas entre os diversos setores de consumo final. Além disso, há a limitação de bases de dados existentes para caracterizar, de forma adequada, um potencial de conservação de energia no país. De fato, as restrições de dados confiáveis acerca do potencial de conservação dificultam o estabelecimento das fronteiras adequadas dos potenciais técnico, econômico e de mercado. Contudo, é relevante destacar iniciativas em curso na direção da melhoria da qualidade dos dados, tais como o projeto de avaliação do mercado de eficiência energética, liderado pelo PROCEL com recursos do GEF – *Global Environment Facility* e envolvendo o consórcio PUC-RJ, Ecoluz e COPPE/UFRJ, que conta com pesquisas de campo nos setores residencial, comercial e industrial.

Figura 6.10: Consumo de Eletricidade e PIB



Elaboração EPE, com base em dados do FMI e da IEA.

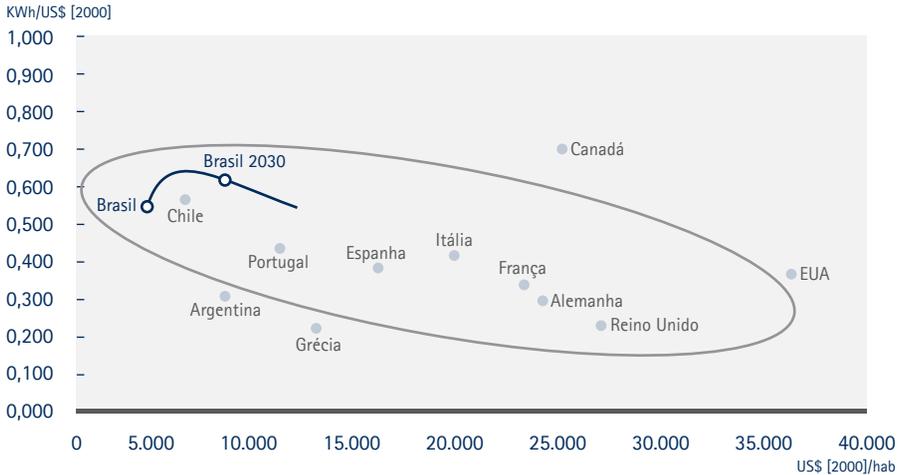
Pode-se perceber que o consumo de energia elétrica no Brasil ainda é muito baixo. Hoje, o país tem uma população superior a 180 milhões de pessoas. Em 2020, serão cerca de 210 milhões de habitantes. Em 2004, o consumo de eletricidade per capita não ultrapassou 1.820 kWh. França, Alemanha e Reino Unido, tomados em conjunto, têm, hoje, um contingente populacional semelhante (cerca de 200 milhões de habitantes) e consomem 1.409 TWh (2003), ou 6.940 kWh/hab. No Cenário B1, em 2020, o consumo per capita no Brasil será de 3.270 kWh. Ao final de 15 anos, o consumo per capita ainda será inferior à metade do consumo atual desses países, o que parece pouco mesmo considerando que há grandes diferenças entre o Brasil e os países europeus citados, não só sociais e culturais, mas também econômicas e climáticas. E em 2030, o consumo médio do brasileiro estará ainda inferior ao consumo médio atual de gregos ou espanhóis.

Ressalte-se que, ao longo do horizonte de projeção, a elasticidade-renda do consumo de eletricidade é inferior aos valores médios históricos, o que pode ser atribuído a avanços tecnológicos, ao amadurecimento do mercado, fazendo uso mais eficiente da energia, e à sustentabilidade do crescimento econômico intrínseca no cenário, que tende a reduzir o expansão do consumo de energia. De fato, esse indicador apresenta uma tendência declinante, situando-se, no final do horizonte do estudo, abaixo da unidade. No gráfico, essa tendência é sugerida pela linha de evolução representando uma trajetória possível do consumo de energia brasileiro.

Com relação à intensidade elétrica, seria esperada uma tendência declinante haja vista que, geralmente, maiores rendas per capita estão associadas a intensidades elétricas inferiores. Contudo, as projeções do consumo e eletricidade indicam, no Cenário B1, uma intensidade elétrica, em 2030, superior à atual. Isso reflete o efeito inercial observado nos primeiros 10 anos do horizonte, determinado pelas decisões de investimento na expansão da indústria capital-intensivo e energia-intensiva, principalmente, e também pela "eletrificação" de diversos setores, substituindo, em determinados processos, outros energéticos menos eficientes. De fato, refletindo os

ganhos de eficiência energética considerados, anota-se uma trajetória descendente, porém não suficiente para que, em 2030, a intensidade seja menor que a atual. É o que se costuma chamar de efeito colina. A Figura 6.11 permite a comparação desse indicador de diversos países e apresenta uma trajetória possível para o caso brasileiro.

Figura 6.11: Intensidade elétrica do PIB



Elaboração EPE, com base em dados da FMI e da IEA.

## Consumo por setor

As projeções do consumo por segmento consideram apenas a demanda a ser atendida pelo sistema elétrico, isto é, excluem a autoprodução. A autoprodução constitui-se em um dos elementos de estratégia de atendimento à demanda e será abordada em seção posterior. Além disso, incluem a demanda do próprio setor energético, compreendido aí principalmente o consumo próprio das instalações, usinas e subestações, e dos canteiros de obras da expansão. Na Tabela 6.14 apresentam-se essas projeções para o Cenário B1, discriminadas por setor e excluída a autoprodução clássica. Esses valores correspondem, portanto, ao consumo final a ser atendido pelo sistema elétrico.

Tabela 6.14: Projeção do Consumo de Eletricidade por Setor

(TWh)	2005	2010	2020	2030	$\Delta\%$ AO ANO 2005-2030
Residencial	83,2	105,2	169,1	283,3	5,0
Industrial	145,1	197,1	272,6	357,7	3,7
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3	4,6
Outros <sup>1</sup>	16,9	19,0	26,1	38,3	3,3
<b>Subtotal</b>	<b>331,4</b>	<b>428,6</b>	<b>627,4</b>	<b>946,6</b>	<b>4,3</b>
Setor energético	13,5	20,2	28,3	41,6	4,6
<b>TOTAL</b>	<b>344,9</b>	<b>448,8</b>	<b>655,7</b>	<b>988,2</b>	<b>4,3</b>

<sup>1</sup> Outros inclui: rural (agropecuária) e iluminação pública. Obs.: exclusive autoprodução

O setor residencial é o que apresenta maior crescimento no período. Essa trajetória é justificada pelas hipóteses implícitas ao cenário macroeconômico, as quais consideram aumento real da renda e maior distribuição de renda, com reflexos naturalmente na renda das famílias, principalmente na população de baixa renda; expansão do crédito direto ao consumidor; crescimento da posse de aparelhos eletrodomésticos; crescimento do número de domicílios em ritmo maior que o da população.

A Figura 6.12 ilustra a evolução do consumo médio residencial, isto é, do consumo médio de eletricidade por domicílio ocupado, em cada um dos cenários. A projeção de domicílios utilizada refere-se aos domicílios ocupados, uma vez que é este o universo relevante para a avaliação do consumo residencial.

Deve-se ressaltar que os valores projetados do consumo médio residencial ainda são muito baixos, quando confrontados com padrões internacionais, e que a sua evolução está diretamente ligada, entre outros fatores, à estabilização da economia. Além disso, a perspectiva de crescimento econômico pode trazer reflexos positivos na distribuição de renda, o que também funciona como elemento impulsionador do consumo residencial.

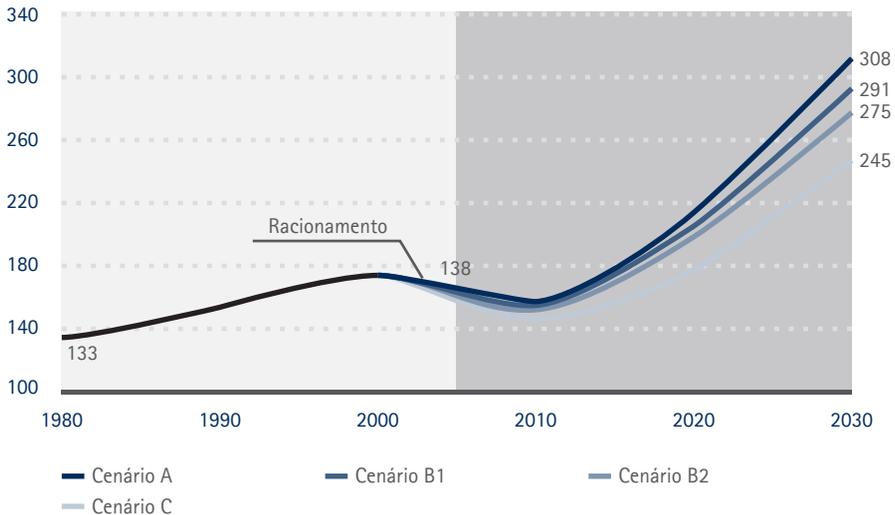
O consumo médio residencial, após atingir um máximo histórico em torno de 179 kWh/domicílio/mês em 1998, sofreu forte retração por conta do racionamento, situando-se ainda hoje em patamar muito baixo. O valor deste indicador, partindo de 138 kWh/domicílio/mês, em 2005, atinge valores que oscilam entre 245 e 308 kWh/domicílio/mês, no final do horizonte.

A taxa de crescimento do consumo comercial e do setor público também é elevada, embora se visualize menor que a do setor residencial, principalmente em razão do setor público. O setor comercial, que compreende o consumo de um grupo variado e heterogêneo de consumidores, como o comércio em geral (inclusive *shopping centers* e supermercados), restaurantes, bares e afins, hotéis e outros do setor turismo, serviços de entretenimento, serviços financeiros, portos e etc., deve manter o crescimento vigoroso que apresenta nos últimos anos. Encontra respaldo essa expansão na continuidade da modernização do setor terciário, no crescimento do turismo, na maior movimentação de carga e passageiros nos portos, na maior atividade comercial, tudo

refletindo o aumento da renda e do crédito e o efeito multiplicador do crescimento dos setores primário e industrial sobre o setor serviços, cuja participação no PIB aumenta.

Figura 6.12: Consumo Médio Residencial

(kWh/domicílio/mês)



O crescimento do consumo industrial está, nos primeiros anos do horizonte, fortemente condicionado pelos anúncios de investimento e pelas decisões de expansão do parque tomadas nos próximos quatro anos. A partir de 2015, a dinâmica do consumo industrial reflete a hipótese de perda de participação deste setor no PIB nacional e medidas de conservação. Reflete também certa alteração na estrutura setorial, em que segmentos voltados para o mercado interno, como alimentos e bebidas, cimento e outros, que contribuem para o valor agregado do produto mais que proporcionalmente do que para o consumo de eletricidade, ganham participação pela própria formulação do cenário macroeconômico. Um outro efeito sobre o crescimento do consumo industrial é o avanço da autoprodução, muito concentrada nesse segmento, que alivia a demanda do sistema elétrico.

### Demanda de energia por subsistema

A dinâmica de crescimento do consumo por subsistema (existe uma pequena diferença entre a composição geográfica dos subsistemas do setor elétrico e a das regiões), reflete as hipóteses de crescimento e redistribuição da renda intrínsecas aos cenários macroeconômicos. Com efeito, a região de maior peso econômico, a região Sudeste, perde participação em favor das demais regiões, mas principalmente da região Norte, que concentra vários investimentos no período, inclusive, e especialmente, investimentos no setor elétrico, dinamizadores da economia regional. A perda de participação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste só não é maior no período por que

tal subsistema compreende a região Centro-Oeste, que também atrai investimentos importantes, inclusive de infra-estrutura, e onde se localiza a principal fronteira agrícola do país. A Tabela 6.15 resume as projeções do consumo de eletricidade por subsistema no Cenário B1.

**Tabela 6.15: Projeção do Consumo de Eletricidade por Subsistema**

(TWh)

	2005	2010	2020	2030	$\Delta\%$ AO ANO 2005-2030
Norte <sup>1</sup>	30,1	40,4	73,8	143,0	6,4
Nordeste	47,6	63,6	95,2	148,8	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	209,5	269,6	377,7	536,9	3,8
Sul	57,7	75,2	109,1	159,4	4,2
<b>TOTAL</b>	<b>344,9</b>	<b>448,8</b>	<b>655,7</b>	<b>988,2</b>	<b>4,3</b>

<sup>1</sup> Inclui sistemas isolados

A partir dessa projeção e admitindo-se um cenário para evolução do que se convencionou chamar de perdas totais (técnicas e comerciais), obtém-se a projeção da carga de energia. A carga de energia é o requisito a ser atendido pelo sistema elétrico – geração, transmissão e distribuição. É, por assim dizer, uma medida composta pelo lado da oferta, na medida em que corresponde à energia total a ser produzida nas usinas geradoras a fim de atender à demanda dos consumidores finais, consideradas não só todas as perdas elétricas ocorridas ao longo da rede de transmissão/distribuição, mas também todas as diferenças no faturamento. Por outro lado, o consumo final de energia elétrica é a demanda diretamente aferida junto aos consumidores. A diferença entre a carga e o consumo é, genericamente, chamada de perdas, mas compreende, de fato, não só as perdas elétricas (perdas técnicas), mas também erros e omissões e, principalmente, em razão de a base de aferição do consumo, em especial na baixa tensão, ser o faturamento das concessionárias, as perdas ditas comerciais – furto – e outras diferenças no faturamento.

Normalmente, as perdas são expressas como percentual da carga, compondo o que se convencionou chamar de índice de perdas. Considerando o exposto, esse índice pode se revelar relativamente elevado. Nos últimos anos, em razão de alterações na comercialização da energia, com o surgimento de comercializadores e outros agentes vendedores que não somente os distribuidores, novas diferenças podem ter sido agregadas. De fato, o índice de perdas nos últimos anos tem se mostrado superior aos registros do histórico recente. Com a estabilização das regras de comercialização, espera-se que novas alterações deste tipo não ocorram e que, então, a evolução do índice possa seguir uma trajetória normal, historicamente de tendência decrescente.

Ressalte-se ainda que as perdas técnicas nos sistemas de transmissão são condicionadas não só pelas distâncias envolvidas, como também pelo carregamento desses sistemas. Esse carregamento varia de acordo com o despacho e, portanto, é função da otimização energética da operação do sistema. Assim, embora possa parecer paradoxal, não é improvável uma situação em que perdas maiores podem significar maior eficiência energética, em razão de uma maior utilização do sistema de transmissão, ele próprio justificado muitas vezes por exatamente permitir

esse intercâmbio e aproveitamento das diversidades hidrológicas e dos mercados. Em 2006, por exemplo, as perdas técnicas aumentaram em determinado período do ano, pela transferência pesada de energia do Sudeste para o Sul do país, em razão das condições adversas observadas nesta região.

A carga de energia do sistema interligado nacional é apresentada na Tabela 6.16 e já considera as interligações dos atuais sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Amapá e das localidades da margem esquerda do rio Amazonas, previstas para os anos de 2008 e 2012, respectivamente.

**Tabela 6.16: Projeção da Carga de Energia<sup>1</sup>**

(MWMédio)

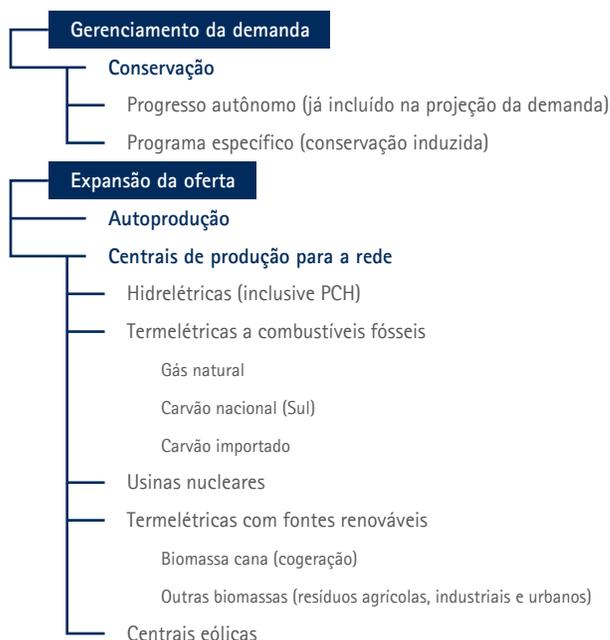
	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005-2030
Norte	3.160	4.204	7.154	13.265	7,0
Nordeste	6.708	8.801	12.945	19.988	4,5
Sudeste/Centro-Oeste	28.800	36.693	50.855	71.841	3,8
Sul	7.627	9.910	14.140	20.674	4,1
<b>TOTAL</b>	<b>46.295</b>	<b>59.608</b>	<b>85.094</b>	<b>125.768</b>	<b>4,08</b>

<sup>1</sup> Exclui sistemas isolados remanescentes.

## 6.3 Alternativas para atendimento da demanda

Há duas rotas básicas a serem seguidas na análise do atendimento ao consumo total de eletricidade. A primeira diz respeito ao gerenciamento da demanda e, dentro de uma perspectiva de longo prazo, compreende, basicamente, as ações na direção do uso mais eficiente da energia. A segunda se refere ao aumento da oferta e, nesse caso, há que se separar a parcela a ser atendida por meio de autoprodução daquela de responsabilidade das centrais de serviço público. A Figura 6.13 estrutura as alternativas para atendimento da demanda.

Figura 6.13: Alternativas para Atendimento à Demanda de Eletricidade



Do lado do gerenciamento da demanda, uma parcela da eficiência energética está intrinsecamente considerada nas projeções do consumo. Trata-se do progresso autônomo, já abordado anteriormente. Entende-se que um esforço adicional na direção do uso mais eficiente da energia será necessário e demandará ações de política pública, por meio da institucionalização de programas e medidas específicos. Do lado da oferta, a expansão da autoprodução reflete iniciativas muitas vezes ligadas à eficiência dos processos industriais como um todo. Nesses casos, inclui-se a cogeração e são exemplos relevantes as que ocorrem nos setores de papel e celulose e sucroalcooleiro. A maior parcela do consumo será atendida pelas centrais de elétricas de produção, que constituem, portanto, o elemento central da estratégia de expansão da oferta de energia elétrica.

### Programas de eficiência energética: progresso induzido

A eficiência no uso da energia, em especial da energia elétrica, faz parte da agenda mundial desde os choques no preço do petróleo da década de 70, quando ficou claro que o uso das reservas fósseis teria custos cada vez mais altos, seja do ponto de vista econômico e comercial, seja do ponto de vista ambiental. Cedo se reconheceu que o mesmo serviço (iluminação, força motriz e os usos que proporciona, aquecimento, condicionamento ambiental, equipamentos eletro-eletrônicos, etc.) poderia ser obtido com menor gasto de energia e, por consequência, com menores impactos econômicos, ambientais, sociais e, mesmo, culturais. Equipamentos e hábitos de consumo passaram, assim, a ser analisados também sob o ponto de vista da conservação da energia e demonstrou-se que muitas medidas na direção de uma maior eficiência energética

eram economicamente viáveis, ou seja, o custo de sua implantação era menor que o custo da energia cujo consumo seria evitado.

No Brasil, há mais de 20 anos iniciativas sistemáticas, com apoio em programas governamentais como o PROCEL (Programa nacional de Conservação de Energia Elétrica) e o PBE (Programa Brasileiro de Etiquetagem), vêm sendo empreendidas e produziram, nesse período, resultados expressivos. Com efeito, o PROCEL avalia em 14.859 GWh o montante de energia elétrica conservada no período 1996-2003<sup>53</sup>. Essa avaliação é comparável com estimativas feitas pela EPE nos estudos do PNE 2030<sup>54</sup>. A tomar como referência essas avaliações, pode-se afirmar que, em 20 anos, houve um aumento de eficiência no uso da energia elétrica equivalente a 4.600 MW médios. Significa dizer que essa parcela de energia foi "retirada" do mercado. Note-se que esse "ganho" está calculado tomando por base o consumo final. Assim, para avaliar seu efeito na geração, devem-se considerar ainda as perdas globais no sistema elétrico. De acordo com os estudos da EPE para o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, essas perdas são estimadas, em média, em cerca de 16% dos requisitos. Assim, os ganhos com eficiência energética são equivalentes a uma usina hidrelétrica de cerca de 10 mil MW (cerca de 80% da potência instalada de Itaipu).

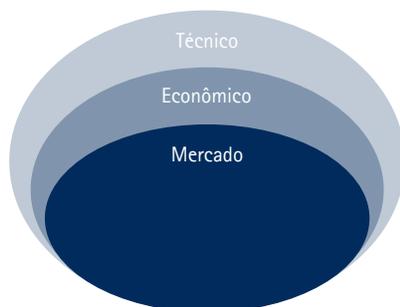
Esses resultados evidenciam que é possível "retirar" uma parcela do consumo por meio de iniciativas na área de eficiência energética. Por se tratar de continuidade de ações que já vêm sendo tomadas há muitos anos, essa possibilidade já está considerada nas projeções, como progresso autônomo. Ocorre que o potencial de eficiência energética é bem maior e que a expansão do consumo, refletindo o estágio de desenvolvimento do país, é muito grande. Ações complementares, no sentido de ampliar esse esforço de eficiência energética são, portanto, desejáveis e necessárias.

O potencial de eficiência energética é comumente classificado em três níveis, a saber: potencial de mercado, que compreende o resultado de medidas que podem ser introduzidas "por si mesmas", ou seja, aquelas cuja adoção traria redução de custos ao usuário, potencial econômico, que compreende o conjunto de medidas que têm viabilidade econômica, porém exigem condições de contorno que induzam à sua efetiva implantação, e potencial técnico, que estabelece um limite teórico para penetração das medidas de eficiência energética, dado pela substituição de todos os usos da energia considerados por equivalentes com a tecnologia mais eficiente disponível. A Figura 6.14 ilustra o exposto.

<sup>53</sup> Somente a partir de 1998 o PROCEL dispõe de uma metodologia para avaliação de seus resultados, metodologia essa baseada nos trabalhos de GELLER et al (1998).

<sup>54</sup> Considerado apenas o período 1996-2003, as avaliações da EPE indicam, para a energia elétrica conservada, um montante de 16.100 GWh.

**Figura 6.14: Potenciais de Conservação de Energia**



As avaliações da EPE para o PNE 2030, considerando o estágio tecnológico atual, indicaram os valores de potencial de conservação de energia elétrica apresentados, como percentual do consumo, na Tabela 6.17.

**Tabela 6.17: Potenciais de Eficiência Energética até 2030**

SETOR	TÉCNICO	ECONÔMICO	MERCADO
Industrial	20%	10%	6%
Comercial e Público	13%	6%	4%
Residencial	7%	3%	1%
<b>Total</b>	<b>40%</b>	<b>20%</b>	<b>10%</b>

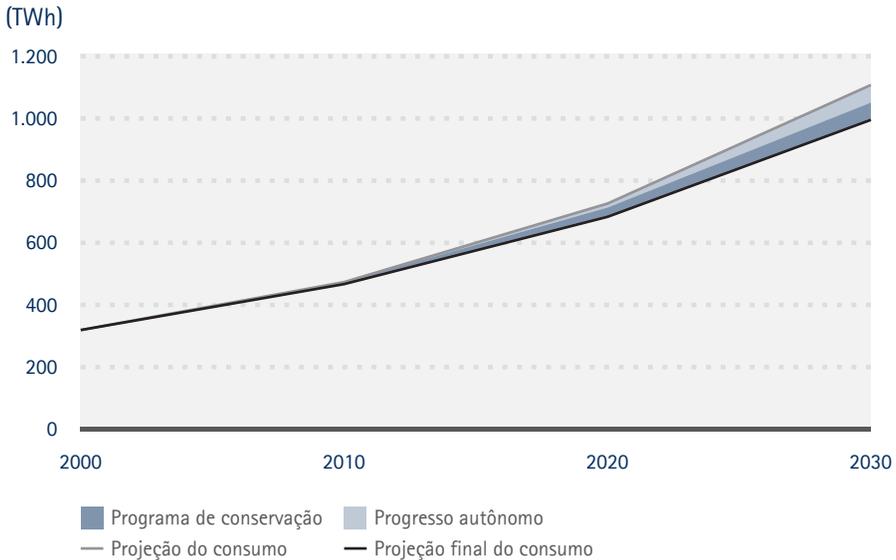
Conforme já salientado, com o que se convencionou chamar aqui de progresso induzido, entende-se possível atingir em 2030, um montante de energia conservada aproximadamente equivalente ao potencial dito de mercado. Entende-se que há barreiras institucionais, tarifárias, financeiras, acesso à tecnologia, entre outras, que inibem atingir todo esse potencial. Ações específicas em nível governamental poderiam viabilizar o atingimento desse potencial. Como parte da estratégia de atendimento à demanda, entende-se que é possível desenvolver mecanismos que possam estimular ou induzir o aumento da eficiência no uso da energia.

Entre as medidas inovadoras que poderiam contribuir para a intensificação da conservação de energia está a implantação de mecanismos como leilões de eficiência energética, experiência já realizada com sucesso em alguns estados norte-americanos. Nesse sentido, algumas medidas preparatórias necessitariam ser empreendidas, compreendendo o estabelecimento do modelo de leilão, identificação de setores alvo, definição de mecanismos operacionais, incluindo fonte de recursos, tipo de leilão, qualificação de projetos e medição e verificação dos resultados.

Nessas condições, considerou-se que uma parcela adicional equivalente a cerca de 5% da projeção total do consumo (cerca de 53 TWh, em 2030) pudesse ser "retirada" do mercado como resultado de medidas indutoras de eficiência energética. Essa meta seria construída ao longo do

horizonte, com as medidas produzindo efeitos mais significativos a partir de 2015. A Figura 6.15 apresenta o efeito da consideração da eficiência energética nas projeções do consumo final de eletricidade.

**Figura 6.15: Projeção do Consumo Final de Eletricidade**



### Autoprodução, cogeração e geração distribuída

Conforme já assinalado, nem toda essa demanda projetada deverá ser atendida pela rede do sistema elétrico. É tradicional que, por razões de economicidade e otimização energética de seus processos, a indústria, principalmente, produza uma parte da energia que consome. Alguns setores podem optar pela autoprodução também com o objetivo de reduzir vulnerabilidade do suprimento (em termos de continuidade e qualidade) ou de garantir maior estabilidade do custo do insumo, ganhando competitividade no longo prazo.

Desde as primeiras alterações introduzidas no arranjo regulatório e institucional do setor elétrico na década de 90, a autoprodução constituiu-se em preocupação relevante na medida em que foi identificada como forma de atrair investimentos para o segmento de geração de energia elétrica.

Nesse sentido, a legislação tornou-se mais flexível, ampliando-se o conceito clássico de autoprodutor. Importa salientar que essas alterações na legislação tiveram reflexos, principalmente, nas áreas comercial e fiscal, na tentativa de criar estímulos para o investimento privado em geração a partir de grandes consumidores de energia, embora, do ponto de vista técnico do atendimento ao mercado, também seja importante caracterizar as diferentes situações hoje possíveis.

Tradicionalmente, autoprodutor era o consumidor que dispunha de instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas próximo às suas unidades de consumo, não utilizando para esse auto-suprimento a rede elétrica de concessionários de distribuição/transmissão. Eventualmente, esse autoprodutor poderia comercializar excedente de sua produção com agentes do setor de energia elétrica. Assim, não demandava para o sistema elétrico investimentos adicionais aos naturalmente relacionados a contratos de *back-up* que eventualmente mantivesse com o concessionário. O caso mais típico desta classe de autoprodutores é o da cogeração. Para efeito de referência, este tipo de autoprodutor será aqui denominado de **autoprodutor clássico**.

Em uma extensão desse conceito, passou-se a admitir a figura da geração própria distante da instalação de consumo, por meio da utilização da rede de transmissão, subtransmissão e, muitas vezes, também da rede de distribuição, podendo essa geração pertencer a um ou mais grupos de consumidores. Nesse conceito, um autoprodutor disponibiliza a energia no ponto de conexão da usina ao sistema e retira energia equivalente, a título de consumo próprio, no ponto de conexão da sua unidade de consumo. Dessa forma foi viabilizada, por exemplo, a usina hidrelétrica de Guillman-Amorim, em Minas Gerais, consórcio de autoprodução da Companhia Siderúrgica Belgo-Mineira e da Samarco Mineração.

Em adição, a instituição da figura do produtor independente também trouxe novas possibilidades de arranjos comerciais que foram, em grande parte, utilizados na construção de novas usinas. Entre essas possibilidades incluiu-se a de associação entre consumidores interessados no auto-suprimento e concessionários de serviço público de geração. Dessa forma, foram construídos arranjos societários que viabilizaram empreendimentos de geração hidrelétrica em consórcio, como são os casos de Igarapava, Machadinho e Porto Estrela.

Um autoprodutor assim caracterizado, seja ele efetivamente autorizado como autoprodutor de energia ou como produtor independente de energia, paga somente as perdas elétricas e o uso do sistema de transmissão. Para diferenciar do conceito clássico, esse tipo de autoprodução será aqui denominada de **autoprodução transportada**, numa alusão ao fato de que esse tipo de autoprodutor faz uso das instalações de transporte (transmissão e/ou distribuição) da rede elétrica. Essa nomenclatura já vinha, inclusive, sendo utilizada pelo setor.

Essa distinção é relevante porque traz reflexos para o sistema elétrico. De fato, a autoprodução transportada é usualmente despachada centralizadamente, vale dizer, a usina é despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Isso significa que a energia associada a essas usinas, do ponto de vista da análise energética e elétrica, está considerada na oferta do sistema, o que impõe que, do lado da demanda, a correspondente parcela do consumo do autoprodutor também seja considerada.

Assim, existem hoje diversas formas de geração de energia elétrica para consumo próprio que podem ser classificadas sob a denominação genérica de autoprodução. Em cada situação que envolva o conceito de autoprodução, deverá ser claramente explicitado o sentido da terminologia no contexto em que ela estiver sendo utilizada.

A cogeração, que é a forma mais tradicional de autoprodução, consiste na geração simultânea de energia térmica e elétrica, a partir de uma mesma fonte primária de energia. A energia térmica é utilizada como fonte de calor para um processo (industrial, por exemplo). Trata-se de um uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significa-

tivamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, dando-se um melhor aproveitamento ao conteúdo energético do combustível básico.

O mercado potencial de cogeração é constituído, essencialmente, pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor no próprio processo industrial. Os principais segmentos que apresentam tais características são: papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, e têxtil. O setor de papel e celulose apresenta características especialmente propícias à viabilização da cogeração pelo elevado consumo de vapor de processo e de eletricidade. A cogeração de energia a partir de biomassa dá-se principalmente nos setores de papel e celulose, açúcar e álcool e alimentos, em função da grande disponibilidade de subprodutos (resíduos e cascas de madeira, lixívia e licor negro, bagaço de cana e etc.).

Embora boa parte da cogeração ocorra associada a processos industriais, existem também processos de cogeração no setor de comércio e serviços, como, por exemplo, em *shopping centres*, aeroportos, hospitais, frigoríficos, etc.

A evolução do setor elétrico ocorrida ao longo dos últimos anos, sinalizando tarifas de energia elétrica crescentes, realinhamento tarifário com gradual redução de subsídios cruzados, e a constatação da real possibilidade de interrupções no suprimento de energia, tal como ocorreu no racionamento de 2001, juntamente com a flexibilização da legislação no sentido de incentivar novos arranjos comerciais que contribuam para o incremento da oferta de energia no país, vem abrindo espaço para investimentos em autoprodução e cogeração de energia. Para o sistema elétrico, também é de fundamental importância o incremento da cogeração, na medida em que, tratando-se de uma forma de geração distribuída, localizada junto às unidades de consumo, não requer investimentos do sistema elétrico na ampliação das redes de transporte de energia. Por outro lado, a cogeração, suprimindo localmente uma parcela específica do consumo, libera recursos de capacidade de geração do sistema para atendimento ao restante do mercado.

Tradicionalmente, a autoprodução clássica representa uma parcela pequena da capacidade de produção de energia elétrica nacional, constituindo-se, em geral, de pequenas usinas, térmicas em sua maior parte (mais de 80%). Em 1990, a proporção de autoprodução no sistema elétrico brasileiro era de pouco mais de 6%. No Cenário B1, o montante de energia associada a essa forma de produção projetado para 2030 é de 97,8 TWh, pouco mais de 9% da demanda total.

## Centrais de produção para a rede

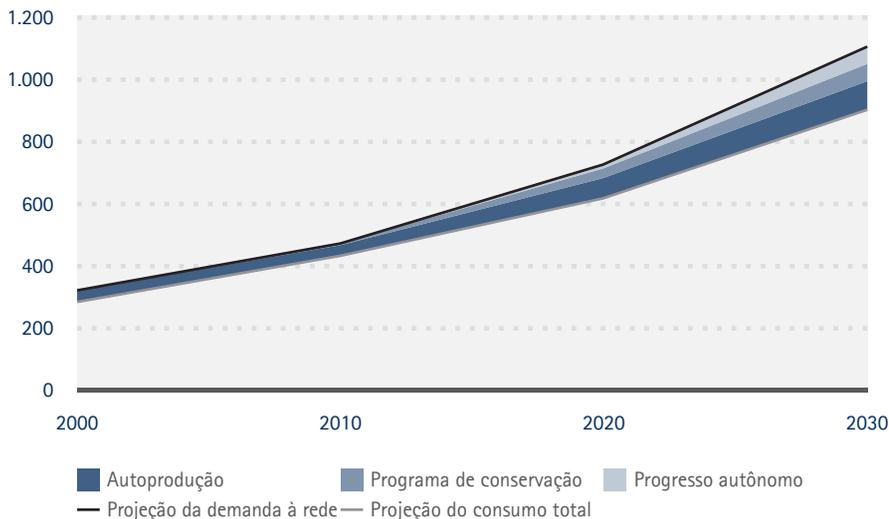
As centrais de produção para a rede compreendem o conjunto de projetos de geração de energia elétrica que serão integradas ao serviço público de eletricidade e, no caso do sistema interligado nacional, serão operadas pelo ONS (dependendo do porte da usina). Tipicamente, serão usinas hidrelétricas (inclusive as PCH), centrais nucleares, termelétricas a carvão e a gás natural, centrais eólicas, geração a partir de resíduos urbanos, excedentes da cogeração, especialmente da biomassa da cana, e outras. Excluem-se liminarmente da estratégia de expansão no sistema interligado as termelétricas a derivados de petróleo, seja por razões de custo, seja por razões ambientais (nível elevado de emissões de gases). Contudo, essas unidades permanecerão tendo papel relevante no atendimento à carga dos sistemas isolados.

As projeções do mercado a ser suprido por essas centrais excluem, naturalmente, as parcelas atendidas pela conservação e pela autoprodução, ambas discutidas nos tópicos precedentes.

Nessas condições, a demanda de energia a ser atendida pela rede elétrica é de 934,9 TWh, em 2030, conforme indicado na Figura 6.16.

**Figura 6.16: Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil**

(atendido pelas centrais de produção para a rede)  
(TWh)



## 6.4 Condicionantes para a expansão da rede

### Sistemas Isolados

Os sistemas isolados estão situados, em sua quase totalidade, na região Norte do país. Representam, hoje, pouco mais de 2% do consumo total de eletricidade brasileiro, mas compreendem uma área equivalente a cerca de 50% do território nacional e uma população em torno de 7 milhões de habitantes, da qual parcela significativa ou tem acesso limitado à energia elétrica ou mesmo não tem nenhum acesso.

Os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima são hoje atendidos integralmente por sistemas isolados. O estado do Pará, embora boa parte de sua população seja atendida pelo sistema interligado, ainda tem uma parcela do seu território eletricamente isolada do SIN.

O mercado de energia elétrica no conjunto dos sistemas isolados da região Norte (6,8 TWh, em 2005) é caracterizado por uma predominância do consumo residencial. A exceção é o estado do Amazonas, onde cerca de 42% do mercado da Manaus Energia é industrial, em função do Pólo Industrial de Manaus – PIM.

Os estados com maior peso no consumo dos sistemas isolados são Amazonas e Rondônia que, juntos, representam mais de 75% do consumo de energia elétrica nesses sistemas. Destaque-se a cidade de Manaus, o grande centro de carga da região (3,3 TWh em 2005), que representa, sozinha, 51% do mercado dos sistemas isolados.

Os maiores sistemas isolados dessa região são os que suprem energia às capitais estaduais: Manaus, no Amazonas, Rio Branco e Porto Velho, no Acre e em Rondônia, respectivamente, Macapá, no Amapá e Boa Vista, em Roraima. Em geral, esses sistemas têm extensões que atendem a localidades vizinhas.

A oferta de energia elétrica nos sistemas isolados da região Norte é composta, essencialmente, por usinas hidráulicas e térmicas, sendo que cerca de 80% da capacidade instalada de geração é de termelétricas a óleo diesel.

A interligação dos sistemas isolados é uma questão que não pode ser generalizada. É certo que a interligação desses sistemas demandará vultosos investimentos e, em certos casos, também desafios técnicos, como o são vencer a travessia de um rio da magnitude do rio Amazonas ou da floresta. Além disso, os projetos de interligação provocam impactos ambientais. Mas, haverá sempre sistemas remanescentes cuja interligação não se justificará, seja do ponto de vista econômico, seja do ponto de vista técnico – e, em muitos casos, também do ponto de vista ambiental.

Em termos ambientais, a questão da interligação assume características interessantes. De um lado, interligar sistemas na Amazônia traz de imediato, no imaginário comum, a idéia de impactos diretos e expressivos ao bioma de interesse internacional, rico em biodiversidade e já tão castigado por desmatamentos descontrolados. Há os que entendem que os projetos de interligação poderiam mesmo favorecer a ocupação desorganizada da região, ao abrir novas rotas para a penetração na região. De outro lado, deve-se considerar que os impactos diretos desses projetos poderão ser minimizados pelo aproveitamento de rotas já abertas pelas rodovias já existentes. Além disso, a interligação deverá propiciar um impacto ambiental global positivo, pela possibilidade de redução da geração térmica, mais cara, em geral ineficiente e causadora de emissões de gases de efeito estufa. Ainda, as interligações poderão permitir reduzir os encargos econômicos, que hoje recaem sobre toda a sociedade pelo mecanismo da CCC-isolados. A interligação, onde couber ser empreendida, aumentará a confiabilidade do suprimento de energia elétrica e facilitará a inclusão social de parcela da população que hoje ainda não tem acesso, ou tem acesso restrito (algumas horas por dia), à energia elétrica.

As interligações dos sistemas de maior porte, Manaus e Porto Velho, já vêm sendo cogitadas há algum tempo e, mais recentemente, os estudos foram intensificados. Esses dois sistemas, e mais as localidades da margem esquerda do Amazonas e o Amapá, significam quase 90% do consumo de energia dos sistemas isolados da região Norte e uma proporção quase tão grande da geração térmica local, basicamente a óleo diesel. Interligar esses sistemas significa oferecer a quase 5 milhões de pessoas as mesmas condições de acesso à energia disponíveis em quase todo o resto do país. Após a interligação desses sistemas, as localidades isoladas remanescentes corresponderão a apenas 0,2% do consumo nacional de energia elétrica.

O projeto de interligação do sistema Manaus, previsto para 2012, é percebido, regionalmente, como um projeto de desenvolvimento regional. Com efeito, o projeto propicia não só a interliga-

ção de Manaus, mas também a de localidades na margem esquerda do Amazonas, inclusive uma conexão até Macapá. Sua concepção permitirá a interiorização da energia produzida em Tucuruí para além de 30 municípios, beneficiando diretamente uma população de quase 3 milhões de pessoas.

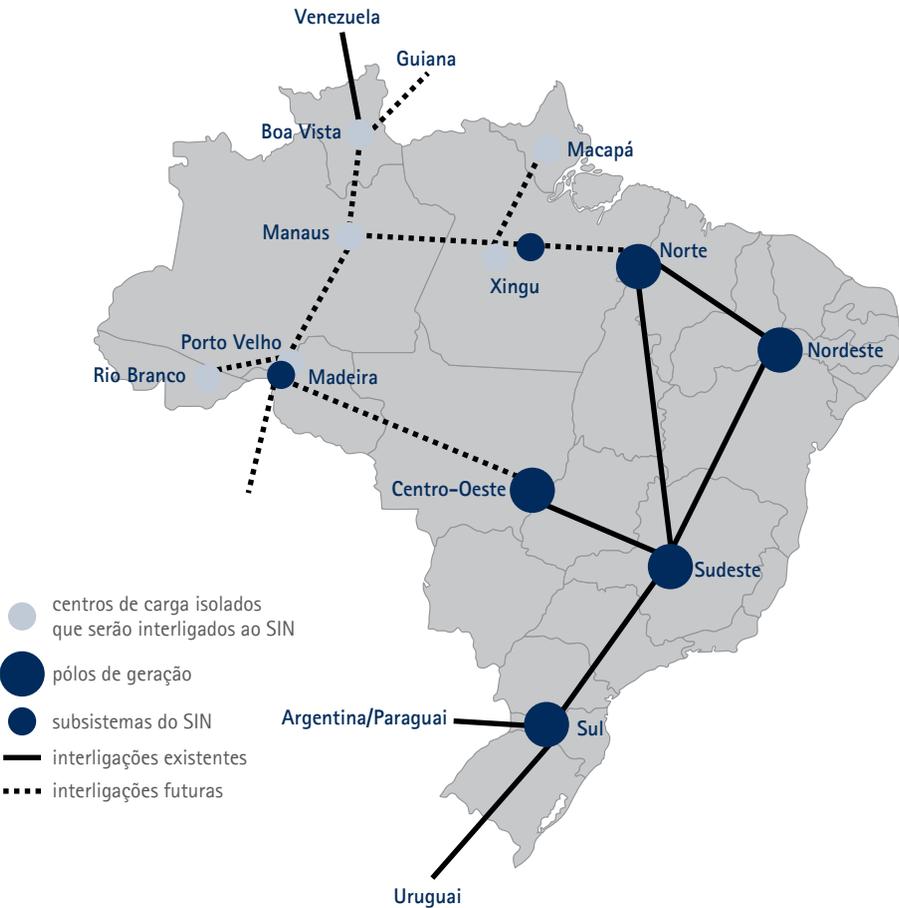
A integração elétrica de Porto Velho ao sistema interligado vem sendo, na verdade, construída ao longo dos anos. A conexão entre Vilhena e Jauru, no Mato Grosso, prevista para 2008, já estabelecerá uma conexão física de Rondônia com o sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste. Contudo, essa interligação ainda seria “fraca”. Razões técnicas, relacionadas a confiabilidade e estabilidade, justificam que a interligação considere a duplicação da ligação entre Samuel e Ji-Paraná e, a partir deste ponto, a construção de circuitos duplos até Jauru. Observe-se que a interconexão de Porto Velho quando combinada com o potencial do gás de Urucu e ainda de centrais hidrelétricas de pequeno e médio porte existente em Rondônia oferece interessante possibilidade de intercâmbio energético.

Além dessas interligações, pode-se visualizar, no longo prazo, a possibilidade de também interligar Manaus a Boa Vista, para o que uma rota factível é a que oferece a BR-174, com 765 km. Há potencial hidrelétrico na margem esquerda do Amazonas, inclusive com indicações de diversidade hidrológica relevante, o que pode favorecer essa possibilidade. Em adição, um projeto como esse abre perspectiva para uma interligação mais robusta com a Venezuela, hoje limitada a cerca de 200 MW pelo porte da carga de Boa Vista, ou até mesmo com a República da Guiana, onde, sabe-se, há potencial hidrelétrico de porte expressivo a aproveitar.

Em adição, no horizonte de longo prazo, a possibilidade de interconectar Porto Velho a Manaus é alternativa que não pode ser descartada. O PDEE 2006/2015 (EPE, 2006) registra ainda que “a EPE vem desenvolvendo estudos para atendimento à região de Manaus a partir dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira”. Se no horizonte do plano decenal “tal avaliação visa caracterizar eventuais benefícios e vantagens econômicas na comparação com a hipótese de atendimento a partir de Tucuruí”, no longo prazo não se pode descartar a concepção do fechamento de um anel de transmissão, com o sistema Manaus interligado a Tucuruí e a Rondônia. Contribuem para essa formulação o fato de que existe uma rota natural entre Manaus e Porto Velho, oferecida pela BR-319, com 890 km, e a evidência de que o potencial hidrelétrico brasileiro a desenvolver está concentrado na Amazônia, cujo aproveitamento sugere ampliação das interconexões regionais.

A Figura 6.17 mostra, de forma esquemática, a configuração atual dos grandes troncos de transmissão do SIN e a sua configuração potencial, no horizonte de longo prazo, após implementadas as interligações dos sistemas isolados.

Figura 6.17: Interligação dos sistemas isolados



Mercec registra a potencialidade integradora dos recursos energéticos do rio Madeira. Com os aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antonio (3.150 MW) e Jirau (3.300 MW) já contemplados no Plano Decenal de Energia até 2015, abre-se a possibilidade de estabelecer uma interligação com a Bolívia, onde foram identificados outros aproveitamentos de porte expressivo.

De uma forma geral, as demais localidades da região Norte devem permanecer isoladas eletricamente do sistema interligado nacional. A interligação nesses casos dificilmente se justificaria economicamente, seja pela pequena expressão da carga, seja pelas dificuldades técnicas a serem superadas. Consideradas as interligações acima referidas, permanecerão ainda isoladas algumas centenas de localidades nos estados do Acre, Amazonas, Pará e Roraima (os estados de Rondônia e Amapá deverão ser totalmente interligados). A carga desses sistemas remanescentes deverá se situar, em 2030, entre 1.000 e 1.100 MW.

De qualquer modo, permanecer isoladas não deverá significar exclusão do serviço de eletricidade a essas comunidades. Diversas soluções para produção de energia têm sido pesquisadas, de forma a compor uma oferta de energia sustentável, seja do ponto de vista econômico, seja do ponto de vista ambiental. Há potencial na região que permite aplicar soluções não convencionais e substituir, pelo menos em parte, o uso do óleo diesel. Além das soluções tradicionais como os motores diesel, devem ser consideradas alternativas como o aproveitamento da biomassa, dentro de um enfoque sustentável, da energia eólica, da energia solar fotovoltaica e de micro e pequenas centrais hidrelétricas.

## Meio Ambiente

Os impactos sócio-ambientais da produção de eletricidade foram considerados como variável relevante de decisão na formulação de alternativas e definição da estratégia de expansão da oferta de energia elétrica. Em termos conceituais, esses impactos referem-se a qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana, que direta ou indiretamente afete a saúde humana, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente, e a qualidade dos recursos naturais.

Para uma avaliação inicial desses impactos sócio-ambientais tomou-se por base critérios constantes dos trabalhos publicados em 1994 pelo Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico – COMASE constituindo o “Referencial para Orçamentação dos Programas Sócio-ambientais”, que compreende usinas hidroelétricas, usinas térmicas convencionais e sistemas de transmissão. A partir desses critérios, foram definidos indicadores de sustentabilidade para as diversas fontes primárias de produção de energia elétrica, com os quais se estabeleceram parâmetros para avaliação dessas fontes do ponto de vista socioambiental.

Os indicadores ambientais foram classificados em três temas principais, quais sejam:

- **Atmosfera: mudanças climáticas e qualidade do ar.** Nesse caso, as questões ambientais estão principalmente relacionadas à acidificação, aos impactos na mudança global do clima (emissão de gases de efeito estufa) e na camada de ozônio e a outras emissões que afetam a qualidade do ar de áreas urbanas.
- **Água.** A qualidade da água é, em geral, afetada pela descarga de contaminantes, em especial nas atividades de mineração.
- **Solo.** Nesse caso, as questões ambientais estão principalmente relacionadas à quantidade de solo demandada (área dos reservatórios hidrelétricos, por exemplo) e aos impactos sobre sua qualidade (degradação, acidificação, etc), afetada também pela descarga de contaminantes. Assim como os recursos hídricos, o solo é considerado importante recurso socioambiental, essencial para a agricultura e como *habitat* para as diversas espécies de plantas e animais.

Em relação aos impactos na atmosfera, a avaliação centrou-se na quantificação do volume de emissões de CO<sub>2</sub>, principal elemento que contribui para o efeito estufa. Para esse efeito, foram considerados os seguintes fatores de emissão:

- Gás natural: 55,9 t/TJ;
- Derivados de petróleo: 76,7 t/TJ
- Carvão Mineral: 94,1 t/TJ

Observe-se que as tecnologias de geração de fontes renováveis como hidrelétricas, eólica e solar não apresentam emissão de gases poluentes. A queima de biomassa para produção de energia elétrica, embora apresente emissões de particulados, como  $\text{SO}_x$  e  $\text{NO}_x$ , tem balanço nulo de emissões de  $\text{CO}_2$ , uma vez que há captura desses gases na fase de produção da biomassa. No caso das usinas nucleares, a operação normal das plantas apresenta emissões desprezíveis.

A produção de energia elétrica a partir de fontes fósseis, principalmente o carvão mineral, também provoca emissões de particulados como os óxidos de enxofre ( $\text{SO}_x$ ) e de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ). A forma de considerar esses efeitos nos estudos foi adicionar ao investimento da termelétrica itens de custo em equipamentos de controle ambiental, como precipitadores eletrostáticos e torres de refrigeração, ou a consideração de tecnologias consideradas mais limpas, mesmo que eventualmente mais caras. Na mesma direção, a opção tecnológica na formulação das alternativas considerou sempre a tecnologia de maior eficiência e menor impacto ambiental. São exemplos, a combustão do carvão em leito fluidizado, no caso do carvão, e as unidades em ciclo combinado, no caso do gás natural.

Na geração de energia a partir de carvão mineral há ainda a questão do tratamento dos resíduos gerados: as cinzas. Essa questão parece superada do ponto de vista tecnológico na medida em que já existem tecnologias para captação e aproveitamento industrial das cinzas leves, uso na agricultura ou mesmo em projetos de recuperação ambiental. Desta forma, espera-se que, no horizonte do longo prazo, o descarte dos resíduos apresente uma tendência decrescente. A disposição das cinzas pesadas foi considerada como elemento do custo de investimento da termelétrica.

No caso das usinas nucleares, a grande questão é a liberação de elementos radioativos, especialmente na disposição dos rejeitos. Analogamente ao tratamento dado às demais fontes térmicas, considerou-se no estudo um item de custo adicional ao investimento na usina, de modo a compreender as atividades de disposição e monitoramento dos rejeitos radioativos.

Quanto à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, biomassa da cana, resíduos urbanos, centrais eólicas e pequenas centrais hidrelétricas considerou-se que os impactos sócioambientais eram pequenos. No caso da biomassa da cana, entendeu-se que a exploração de grandes áreas no plantio (4 a 6 mil  $\text{km}^2$  por GW) se faria dentro da lógica de aproveitamento de terras disponíveis para a agricultura e pasto, com preservação das áreas de floresta e reservas, e dentro do que preconiza a legislação ambiental.

A geração hidrelétrica de grande porte mereceu um tratamento específico, como decorrência da localização de grande parte do potencial a aproveitar. De fato, cerca de 60% do potencial a aproveitar situa-se na bacia Amazônica, em grande parte ocupada por reservas florestais, parques nacionais e terras indígenas. Por óbvio, a exploração desse potencial irá demandar estudos especiais, orientados para a sustentabilidade ambiental do projeto. Assim, independentemente da economia que possa apresentar o aproveitamento desse potencial, considerou-se, *ad hoc*, restrições objetivas ao seu desenvolvimento, como forma de internalizar a questão ambiental.

Em razão dos propósitos do estudo e da natureza agregada da análise realizada, essas restrições têm, naturalmente, um caráter genérico, porém, em termos objetivos, limitam a potência hidrelétrica a ser desenvolvida.

Nessas condições, considerou-se:

- Priorização dos aproveitamentos hidrelétricos constantes do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em elaboração; e
- Priorização conferida ao desenvolvimento, nos próximos 25 anos, do potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas indicadas pelo MME, com apoio do MMA, como objeto de estudos de avaliação ambiental integrada e, ainda, aquelas indicadas pelo MME como objeto de estudos de inventário e de viabilidade;

Em adição, com base nas informações disponíveis, para compor a carteira complementar do potencial hidrelétrico a ser considerado na estratégia de expansão da oferta de energia elétrica foram considerados os seguintes parâmetros<sup>55</sup>:

- **Terras Indígenas:**

Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com Terras Indígenas, independente do estágio do processo de demarcação;

Identificação da proximidade (até 10 km) do projeto da usina com Terras Indígenas, de forma a trabalhar-se com uma tolerância para o caso de eventuais interferências do reservatório e não apenas do ponto geográfico da usina, em face da precariedade de informações em alguns casos.

- **Unidades de Conservação<sup>56</sup>**

Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com unidades de conservação de proteção integral (Parques Nacionais, Reservas Biológicas, Estação Ecológica, Reserva Biológica, Reserva da Vida Silvestre e Reserva Ecológica);

Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com unidades de conservação de uso sustentável (Floresta Nacional, Área de Proteção Ambiental, Área de Relevante Interesse Ecológico e Reserva Extrativista)

Considerando esses parâmetros, o potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar foi classificado em cinco categorias e, de acordo, com essa classificação foi ordenado temporalmente, tomando-se, como princípio geral, retardar o aproveitamento avaliado como de maior complexidade ambiental. As cinco classificações, em ordem decrescente de prioridade, são resumidas na Tabela 6.18. Aprioristicamente, considerou-se excluído do horizonte do estudo 30% do potencial hidrelétrico nacional, à guisa de impactos ambientais.

<sup>55</sup> Esses parâmetros foram avaliados a partir de uma base de dados adaptada do Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, da Eletrobrás. Após localização dos empreendimentos com indicação da coordenada geográfica, procedeu-se à verificação das situações a relacionadas:

<sup>56</sup> Por falta de informações precisas, não foram consideradas nessa avaliação as reservas estaduais.

Tabela 6.18: Classificação Sócio-ambiental do Potencial Hidrelétrico

CLASSE	DESCRIÇÃO	DATA MAIS CEDO	POTÊNCIA (GW)	%
Potencial hidrelétrico aproveitado			68,6	26,3
Potencial hidrelétrico a se aproveitar			165,4	63,4
C1	Aproveitamentos incluídos no Plano Decenal	2005	30,4	11,6
C2	Aproveitamentos localizados em bacias hidrográficas consideradas prioritárias <sup>1</sup> , sem interferência direta com TI ou UC	2015	19,8	7,6
C3	Aproveitamentos em bacias não prioritárias ou próximas a TI ou UC	2020	23,5	9,0
C4	Aproveitamentos com interferência com TI ou UC, com grande economicidade <sup>2</sup>	2025	18,0	6,9
C5	Aproveitamentos considerados, hoje, de grande complexidade sócio-ambiental ou com baixíssimo nível de conhecimento ou investigação	2030	73,7	28,3
<b>SUBTOTAL</b>			<b>234,0</b>	<b>89,7</b>
<b>Potencial de PCH</b>			<b>17,5</b>	<b>6,7</b>
<b>Unidades exclusivamente de ponta</b>			<b>9,5</b>	<b>3,6</b>
<b>TOTAL</b>			<b>261,0</b>	<b>100,0</b>

TI: Terras indígenas

UC: Unidades de Conservação

<sup>1</sup> Para as bacias prioritárias em que os estudos de inventário ainda não foram realizados, considerou-se as seguintes frações do potencial estimado como apresentando interferências com TI ou UC: Bacia Hidrográfica do rio Aripuanã, 30%, principalmente em razão da existência de TI em 25% da área da bacia; Bacia Hidrográfica do rio Sucunduri, 15%, devido à existência de UC de uso sustentável na porção mais alta da bacia e de TI na porção mais baixa.

<sup>2</sup> a classificação C4 admite que os condicionantes atuais para viabilização de empreendimentos com interferência em TI ou UC de uso sustentável, principalmente os referentes à regulamentação do art. 231 da Constituição Federal e à regulamentação da normatização ambiental, estejam equacionados até 2025.

## Interligações

O sistema de transmissão no Brasil tem uma importância e um papel que excedem, em muito, a função clássica de "apenas" levar energia das centrais geradoras para os centros de consumo. Em razão das características do sistema elétrico brasileiro, notadamente a base hidráulica e a continentalidade, o sistema de transmissão no Brasil funciona também como uma fonte de energia.

De fato, esse sistema, tal como foi planejado e construído, é operado de modo a permitir o aproveitamento das diversidades existentes entre os subsistemas, desde a diversidade da carga, definida não só pelo perfil de consumo em cada região, mas também pela continentalidade do sistema, que compreende horários e hábitos de consumo diversos, até, e principalmente, a diversidade hidrológica, também associada à essa continentalidade, que se reflete em regimes pluviométricos diversos. Dessa forma, o sistema de transmissão permite a transferência de energia entre os subsistemas, proporcionando uma administração tal dos recursos hidro-energéticos que se constitui em autêntica "usina virtual". Isto é, a capacidade energética do sistema interligado é aumentada com a possibilidade de transferência de energia oferecida pelo sistema de trans-

missão. O ganho energético proporcionado pela interligação dos subsistemas é significativo, com as estimativas variando de 12 a 20% de toda a oferta hidrelétrica total. Isso significa que, na hipótese mais conservadora, caso os subsistemas não fossem interligados, o país precisaria dispor de um parque gerador adicional de pelo menos 7.500 MW para atender sua demanda atual. Esse tipo de benefício tende a ser ampliado na medida do desenvolvimento do potencial da Amazônia.

Grande parte do sistema elétrico brasileiro, 98% em termos de geração e carga, encontra-se hoje eletricamente interligado, permitindo o uso otimizado dos recursos energéticos. Esse grande sistema constitui o Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja operação coordenada é centralizada no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O restante da carga é constituído por um grande número de sistemas isolados.

Conforme já assinalado, os maiores sistemas isolados (Manaus, Acre-Rondônia e Amapá) deverão ser integrados ao SIN no horizonte decenal. Tomados em conjunto, esses três sistemas significam quase 90% do consumo de energia dos sistemas isolados da região Norte e uma proporção quase tão grande da geração térmica local, basicamente a óleo diesel. Interligar esses sistemas significa oferecer a cerca de 5 milhões de pessoas as mesmas condições de acesso à energia disponíveis em quase todo o resto do país. Além disso, permitirá aproveitar a diversidade hidrológica entre as sub-bacias da Amazônia, notadamente as da margem esquerda do rio Amazonas, e as demais, nas outras regiões. Após essas interligações, os sistemas isolados corresponderão a apenas 0,2% do consumo nacional de energia elétrica.

O SIN tem tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. De acordo com o ONS, o SIN é formado por 535 usinas e subestações e 1.004 linhas de transmissão. Ao final de 2005, a capacidade instalada no SIN ultrapassava a potência total de 82.000 MW, sendo mais de 68.000 MW em usinas hidrelétricas, exclusive a parcela paraguaia da Itaipu Binacional, e cerca de 14.000 MW em usinas térmicas, incluindo 2.007 MW de origem nuclear. Considerando as importações, a capacidade de produção total disponível correspondeu a mais de 90.000 MW. A Figura 6.18 oferece uma idéia do porte desse sistema. Colocada sobre o mapa da Europa, a rede de transmissão brasileira permitiria uma interligação entre quase todos os países desse continente.

Assim, a questão das interligações regionais é de extrema relevância no caso do sistema elétrico nacional. O papel de "gerador virtual" do sistema de transmissão brasileiro, incomum na maioria dos sistemas elétricos existentes no mundo, tende a ser potencializado na medida em que a fronteira do desenvolvimento do potencial hidrelétrico nacional estabelece a incorporação de novas regiões e subsistemas, ampliando as oportunidades de intercâmbio e de aproveitamento das diversidades.

Figura 6.18: Rede de transmissão do SIN sobre o mapa da Europa



204

Contudo, exatamente por estar concentrado na Amazônia e no Centro-Oeste o potencial hidrelétrico a aproveitar, desafios técnicos e ambientais se apresentam em razão das distâncias a serem vencidas, incluindo travessias de rios e áreas de reserva, e de questões ligadas à preservação da biodiversidade e das terras indígenas, que hoje já representam 25% de ocupação da área regional.

No que se refere à transmissão, as áreas de interesse para os estudos de longo prazo são, naturalmente, os grandes troncos de interligação entre os subsistemas. É certo que, se decidida a expansão de uma interligação ou uma nova interconexão, estudos elétricos específicos com vistas à definição dos necessários reforços nos sistemas existentes serão demandados e deverão resultar em um programa de obras e investimentos não desprezível. Recentemente, a expansão

da LT Norte-Sul exigiu investimentos relevantes no subsistema Sudeste, de modo a escoar o fluxo adicional de energia possibilitado por aquela expansão. Mas, uma das questões principais quando se tem por objeto o exame da expansão da oferta de energia em um horizonte muito largo é escolher entre expandir a geração próxima à carga que cresce ou expandir a geração onde se situa um atrativo potencial energético, mesmo que este se situe distante da carga. Na análise dessa questão o sistema de transmissão é o diferencial básico. No caso brasileiro, onde o potencial hidrelétrico a aproveitar situa-se a distâncias muito grandes dos principais centros de carga e onde há diversidades relevantes que podem ser apropriadas pelo sistema elétrico, a expansão das interligações apresenta-se, pois, como questão especialmente relevante e potencialmente determinante da estratégia de expansão da oferta.

O sistema interligado nacional pode ser representado hoje por cinco grandes áreas, a saber:

- **Área 1 – Sudeste/Centro-Oeste**, onde se concentram mais de 60% da carga e onde há, também, um sistema gerador hidro-térmico de grande porte. Boa parte do potencial hidrelétrico da bacia do Paraná, bastante desenvolvido, encontra-se nessa área, assim como instalações termelétricas a gás natural e as unidades nucleares em operação.
- **Área 2 – Sul**, onde se concentram cerca de 16% da carga e um importante sistema gerador hidro-térmico, de base hidrelétrica com complementação térmica, principalmente a carvão vapor.
- **Área 3 – Nordeste**, onde se concentram 15% da carga e o aproveitamento da maior parte do potencial hidrelétrico da bacia do São Francisco, caracterizando-se pelo virtual esgotamento dos recursos hidráulicos disponíveis.
- **Área 4 – Norte**, com 8% da carga, principalmente grandes cargas industriais eletro-intensivas, e onde o sistema gerador está apoiado na usina hidrelétrica de Tucuruí.
- **Área 5 – Itaipu**, pólo gerador que representa a usina hidrelétrica de Itaipu.

No horizonte do Plano Decenal de Energia (2016) estão previstos vários projetos importantes que alteram essa configuração, já contemplando a integração de novos potenciais hidrelétricos na Amazônia (usinas de Santo Antonio e Jirau, no rio Madeira, e Belo Monte, no rio Xingu) e as interligações dos principais sistemas isolados. A incorporação desses projetos recomenda que se introduza, na representação do sistema elétrico, novos subsistemas, ou áreas, a saber:

- **Área 6 – Belo Monte**, reunindo a geração da usina de Belo Monte e eventual expansão de carga na região;
- **Área 7 – Madeira**, reunindo o potencial do rio Madeira e dos futuros aproveitamentos hidrelétricos na região, assim como a carga interligada do Acre e de Rondônia;
- **Área 8 – Manaus**, reunindo a geração de Manaus e Macapá e as correspondentes cargas, onde se situaria também o futuro aproveitamento do potencial da margem esquerda do Amazonas.

Nessas condições, a representação esquemática do sistema interligado nacional ao final de 2015 passa a ser a apresentada na Figura 6.19. Observe-se que as novas áreas envolvem interligações com pelo menos 1.100 km de distância.

No horizonte 2030, essa representação consegue atender a quase todas as possibilidades de expansão das interligações. Apenas uma área nova deve ser incluída, de modo a representar o

pólo de geração do rio Tapajós. Nessas condições, o esquema apresentado na Figura 6.20 cobre as alternativas possíveis para a expansão da rede de transmissão. A expansão efetiva será dada pela otimização conjunta da geração e da transmissão.

Figura 6.19: Sistema Interligado Nacional (2015)

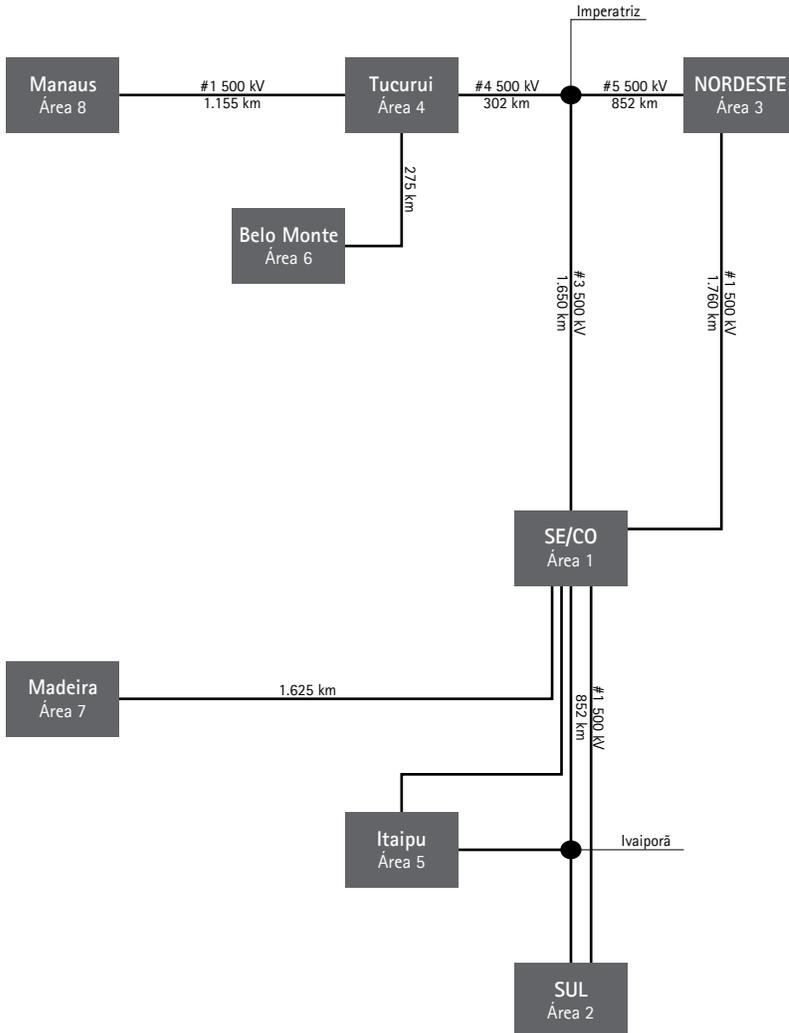
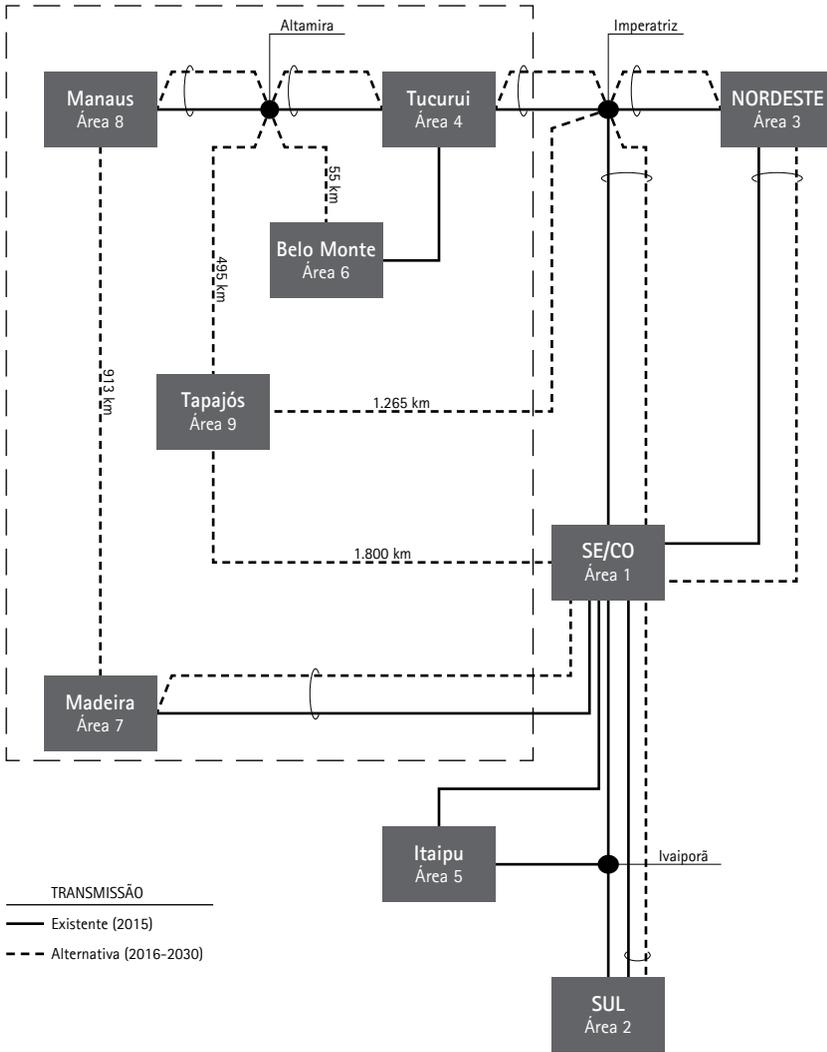


Figura 6.20: Sistema Interligado Nacional. Possibilidades de expansão 2030



### Fatores de Capacidade

Em um sistema predominantemente hidráulico, é possível (e economicamente justificável) subordinar a utilização das termelétricas ao regime hidrológico, que determina a maior ou menor disponibilidade de energia gerada pelas usinas hidrelétricas. Assim, tipicamente, tem-se que, em períodos de hidrologia favorável, as térmicas tendem a ser despachadas no mínimo, ou mesmo desligadas, aproveitando-se o excedente de geração hidrelétrica, genericamente conhecido por energia secundária. Ao reverso, em situações de hidrologia desfavorável, a geração térmica

tende a garantir o atendimento da carga, gerando sua disponibilidade máxima. Essa operação complementar das térmicas dependerá, naturalmente, das características de cada usina e, principalmente, de seu custo variável de operação, inclusive sua principal parcela, o custo do combustível.

O fator de capacidade é o parâmetro energético (e econômico) que caracteriza o comportamento das usinas no sistema elétrico. Analiticamente, é definido pela relação entre a geração da usina e sua potência instalada. Em períodos de hidrologia crítica (ou desfavorável), essa relação é conhecida como fator de capacidade crítico. Referida ao período da vida útil da usina, essa relação é denominada fator de capacidade médio e reflete a esperança de sua geração.

O fator de capacidade é parâmetro básico para as avaliações energéticas e econômicas que envolvam a operação do sistema. Considerando que a expansão se justifica a partir do momento em que, para atender 1 kWh adicional de consumo, é mais econômico instalar uma nova usina do que aumentar a geração do sistema existente (portanto, aumentar os custos operacionais), é, também, parâmetro chave na definição da estratégia de expansão da oferta.

A determinação do fator de capacidade é feita a partir da simulação da operação do sistema e, para os estudos do PNE 2030, foram obtidos a partir do modelo OPTEST, desenvolvido por Furnas Centrais Elétricas S.A. (Guerreiro e Lundeqvist, 1989). A lógica econômica impõe o uso prioritário das fontes de menor custo variável de operação. Há, portanto, para cada fonte de geração, um valor para o fator de capacidade que se justifica do ponto de vista energético e econômico. Esse valor é, naturalmente, condicionado por restrições físicas e técnicas ou, eventualmente, regulatórias e comerciais.

**208**

Classificando-se, genericamente, as fontes de geração entre térmicas e não-térmicas, pode-se demonstrar que a participação de cada grupo no atendimento à carga é dependente também da configuração do sistema, que se reflete no seu custo marginal de operação. Na medida em que diminui a participação relativa das fontes não térmicas (hidrelétricas, no caso) no parque gerador, diminui também a quantidade de energia secundária disponível para a substituição térmica. Em consequência, tende-se a ampliar a geração térmica média e, portanto, o custo marginal de operação do sistema e o fator de capacidade médio das usinas térmicas. Nessas condições, o fator de capacidade médio tende a se aproximar do fator de capacidade crítico. O ritmo em que isso ocorre depende, para cada fonte térmica, do custo do combustível. As Figuras 6.21 e Figura 6.22 ilustram o exposto.

Figura 6.21: Fator de Capacidade de Usinas Térmicas  
(em função do custo do combustível)

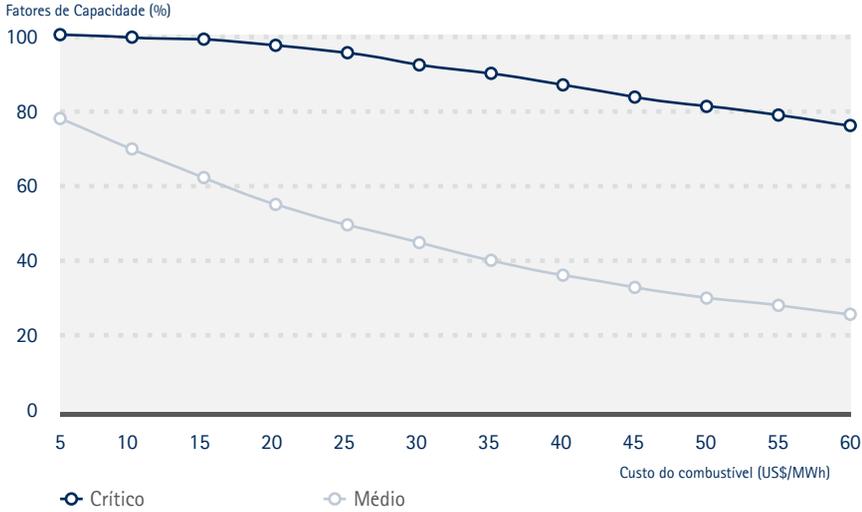
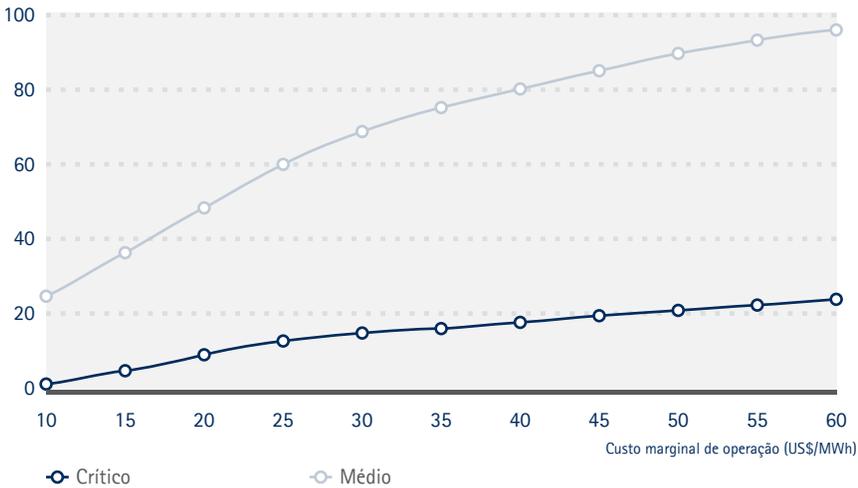


Figura 6.22: Variação do Fator de Capacidade de Usinas Térmicas  
(em função do custo marginal de operação)



Assim, usinas que têm maior custo variável de combustível (R\$/MWh) tendem a perder competitividade para as de menor custo, na medida em que, ao longo do tempo, reduz-se a disponibilidade de energia secundária no sistema. É o caso das usinas a gás natural frente às usinas nucleares e às termelétricas a carvão. Esse aspecto, em particular, justificará, do ponto de vista

energético e econômico, a entrada de usinas nucleares e a carvão ao longo do horizonte de estudo do PNE 2030.

No caso das fontes de geração não tradicionais (cogeração a partir da biomassa da cana, centrais eólicas, etc.) cabem algumas considerações específicas.

A derivação dos fatores de capacidade das térmicas baseadas na biomassa segue a mesma lógica econômica das térmicas tradicionais, porém leva em conta a disponibilidade do combustível, condicionada pela sazonalidade da colheita da cana-de-açúcar, e o processo industrial de produção do açúcar e do etanol. De fato, o ciclo da cana restringe a oferta a pouco mais de sete meses por ano o que define o fator de capacidade médio em 60%.

As usinas eólicas, assim como as hidráulicas, têm baixíssimo custo operacional e são dependentes de uma energia primária não estocável. Embora também sujeitas a condições climatológicas (regime dos ventos, às vezes, inclusive, em oposição à sazonalidade hidrológica), não há registro de períodos recessivos prolongados que caracterizem situações críticas, como no caso das hidrelétricas. Assim, pode-se admitir que a energia associada a essa fonte é a mesma para quaisquer das situações que se costuma calcular o balanço energético do sistema elétrico (situação de hidrologia crítica ou média). Por outro lado, o regime dos ventos apresenta baixa permanência de valores adequados à geração, pelo que os fatores de capacidade dessas usinas somente assumem valores superiores a 30% apenas em sítios muito favorecidos.

## Investimento na geração

**210**

Entre os componentes do custo de geração destacam-se o custo do investimento, normalmente expresso em R\$/kW, básico para a formulação da estratégia de expansão, e, no caso da geração térmica, o custo do combustível, expresso em R\$/MWh, determinante não só para a expansão, como também para a estratégia de operação do sistema.

O custo de investimento é o principal parâmetro de custo da geração de energia a partir das fontes renováveis ou não convencionais. De fato, as usinas hidrelétricas, inclusive PCH, e as centrais eólicas se caracterizam por baixíssimos custos operacionais, na medida em que aproveitam potenciais energéticos naturais: quedas d'água, descargas fluviais e ventos. As usinas térmicas que utilizam a biomassa da cana e resíduos urbanos utilizam, por sua vez, de resíduos de outras atividades e, portanto, o custo operacional (combustível) é, por assim dizer, compartilhado com tais atividades. Também na geração termelétrica tipicamente de base (nuclear e carvão) o custo de investimento responde por parcela importante do custo de geração.

### *Hidrelétricas*

O custo de investimento das usinas hidrelétricas é função das características do potencial hidráulico a ser aproveitado e de sua localização. Conforme discutido em seções precedentes, o potencial hidrelétrico a aproveitar no Brasil após 2015 (horizonte do Plano Decenal), exclusive PCH, monta a 135.000 MW, dos quais 53% (ou 74.000 MW), não foram considerados como passíveis de aproveitamento no horizonte de estudo (até 2030), seja por razões de custo ou de restrições ambientais, seja porque o nível de conhecimento desse potencial é ainda muito incipiente, o que desaconselha assumir que seu desenvolvimento possa se dar em prazos menores. Além disso, desenvolver um volume de obras hidrelétricas que ultrapasse o equivalente a 5.000

MW por ano significa uma demanda expressiva à indústria nacional, cuja capacitação necessária ser avaliada.

Em adição, deve-se considerar que cerca de 70% desse potencial a aproveitar localiza-se na região da Amazônia e Cerrado, onde dificuldades de acesso e de infra-estrutura e necessidade de mitigação e compensação de impactos ambientais sugerem um sobrecusto relativamente a obras hidrelétricas convencionais em outras regiões do país.

Mesmo com todas as restrições impostas pela limitação de dados e informações, as avaliações realizadas pela EPE para o PNE 2030 permitiram construir a curva de custo de investimento da fonte de geração hidrelétrica (exclusive PCH) que é apresentada na Figura 6.23. Pode-se perceber que o custo de investimento das centrais hidrelétricas depende do porte das usinas. Para o potencial considerado, os custos de investimento, exclusive os juros durante a construção, variam entre US\$ 800 e US\$ 4.000 por kW, com um valor médio de US\$ 1.650, podendo ser estratificado conforme indicado na Tabela 6.19.

Figura 6.23: Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico a Aproveitar

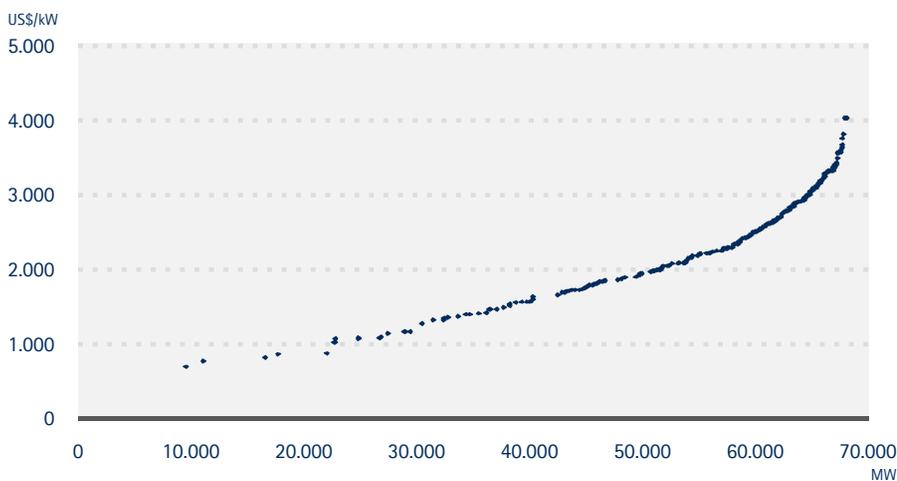


Tabela 6.19: Estratificação do Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico (valores médios por faixa de potência)

POTENCIAL (MW)	CUSTO (US\$/kW)
até 30.000	1.100
de 30.000 a 40.000	1.450
de 40.000 a 50.000	1.800
acima de 50.000	2.500
<b>MÉDIA</b>	<b>1.650</b>

Elaboração: EPE

O custo de investimento em pequenas centrais hidrelétricas apresenta, em linhas gerais, as mesmas características básicas da geração de maior porte. Dependem do potencial e da localização. Contudo, trata-se, em geral, de projetos de menor complexidade técnica e, também, sócioambiental. Por outro lado, a escala menor tende a elevar os custos unitários. De qualquer forma, o custo de investimento em PCH se inscreve na amplitude de custos acima apresentada, embora seja razoável supor uma menor dispersão. Nessas condições, tomou-se como referência o valor de US\$ 1.200/kW para o investimento em PCH.

### *Outras fontes renováveis ou não-convencional*

No caso das centrais eólicas, o tamanho do parque eólico influencia fortemente o custo de investimento. Um sistema constituído de duas a cinco turbinas é considerado uma pequena fazenda eólica. Sistemas com mais de cinco unidades são considerados fazendas eólicas de médio/grande porte.

A turbina representa o elemento de custo mais importante e significativo de um projeto eólico. Para projetos de grande porte, a participação do custo da turbina nos custos totais de investimento é alta (70 a 80%), diluindo assim, os demais custos em relação ao total do investimento. Em projetos de menor porte, essa proporção situa-se entre 50 e 70%.

Levantamentos realizados pela EPE para o PNE 2030 indicaram valores entre 1.700 e 2.200 R\$/kW para o custo de turbinas eólicas no Brasil, com potência entre 200 e 1.500 kW. A partir dessas indicações, pode-se estimar o custo de investimento em uma central eólica entre 1.300 e 1.500 US\$/kW, dependendo das dimensões do parque. Considerando, dentro de uma perspectiva de longo prazo, a possibilidade de redução desse custo sugerida pelo desenvolvimento tecnológico do setor evidenciado nas pesquisas em andamento e pelo ganho de escala que a geração eólica deve apresentar, adotou-se para efeito de estimativa do custo de investimento em centrais eólicas o valor básico de 1.200 US\$/kW.

No caso da geração térmica a partir da biomassa da cana, o custo de investimento apresenta, basicamente, os mesmos componentes de uma central térmica a vapor convencional. Dependerá, naturalmente, do tipo de arranjo tecnológico utilizado, se ciclos a vapor com turbinas de contra-pressão, com turbinas de condensação e extração ou ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa. As duas primeiras tecnologias têm seu processo de fabricação totalmente dominado pela indústria nacional, sendo a referência principal a de instalações de geração a vapor para o setor sucroalcooleiro. A terceira, mais cara, porém mais eficiente energeticamente, depende ainda da maturação das pesquisas relativas à produção em escala comercial dos gaseificadores e não foram consideradas para efeito de estimativa do custo de investimento dessa fonte de geração.

As referências disponíveis indicam valores entre 800 e 1.100 US\$/kW para o custo de investimento na produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana. Considerando a maior penetração do arranjo de maior eficiência (turbinas de condensação e extração) e a tendência de redução de custo, na medida do aumento do tamanho das plantas (ganhos de escala) e do fortalecimento da demanda interna, tomou-se como referência o valor de US\$ 900 /kW para o investimento em centrais de geração de eletricidade a partir da biomassa da cana.

Da mesma forma, as centrais de geração a partir de resíduos urbanos utilizam, tipicamente, ciclos a vapor. Entende-se que custos adicionais no investimento devem ser demandados em razão ou do tratamento do gás (no caso de uso do biogás) ou do tratamento do material orgânico, seja no caso da queima direta (incineração), seja no caso de sua gaseificação. Dessa forma, excluído o custo do sistema de coleta, estimou-se em 1.250 US\$/kW o custo de investimento nessas centrais.

### Nuclear

A maior parcela do custo de uma usina termonuclear é o de capital, que engloba os chamados custos de EPC (*engineer-procure-construct*)<sup>57</sup>, custos de contingência, custos do proprietário e os custos "FOAKE" (*first-of-a-kind engineering*)<sup>58</sup>. Os custos de EPC são divididos em custos diretos e indiretos, compreendendo os primeiros equipamentos e os serviços de montagem (cerca de 70% do EPC) e os custos indiretos a engenharia de supervisão e apoio e alguns materiais. Observe-se que o item "custos de contingências" funciona, na verdade, como um seguro do contratado, especialmente na modalidade EPC. Assim, a depender da estrutura de contratação negociada, esses custos podem ser sensivelmente reduzidos. Custos do proprietário cobrem testes *in situ*, treinamento de pessoal, inspeções, etc. Custos "FOAKE" representam uma compensação pelo custo de desenvolvimento da tecnologia. É de reconhecimento internacional que um programa de usinas tende a reduzir o custo de investimento, com base no conceito "*learning by doing*". Isto é, o investimento de uma segunda ou terceira instalação de um mesmo tipo exclui custos "FOAKE".

Na definição do custo de investimento na geração nuclear é fundamental estabelecer a referência tecnológica. Os estudos da EPE para o PNE 2030 indicam que os reatores da Geração III+, também ditos "evolutivos-radicais", reúnem boas perspectivas para serem adotados como referência na hipótese de uma expansão do parque de geração nuclear brasileiro. Entre as razões que sustentam esse enfoque se alinham:

- Trata-se de reatores que já estão, em geral, pré-certificados nos Estados Unidos, em uma indicação da aceitabilidade dos mesmos quanto aos parâmetros de segurança;
- São reatores que deverão estar comercialmente disponíveis a partir de 2010, o que, considerando o projeto de Angra 3 e as demandas que seriam exigidas para uma nova usina, é um prazo compatível com uma eventual expansão de nucleares no país<sup>59</sup>;

<sup>57</sup> EPC é a denominação genérica de uma forma de contratação em que o contratado assume desde o projeto básico até o comissionamento da usina. Contudo, há outras formas de contratação dos serviços de construção e montagem que podem ser aplicadas.

<sup>58</sup> Custos "FOAKE" representam uma compensação pelo custo de desenvolvimento da tecnologia, que podem variar entre US\$ 300 e 600 milhões e podem acrescentar até 30% a mais no preço do primeiro reator vendido.

<sup>59</sup> A entrada em operação comercial de Angra 3 está prevista, no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, para até 2015. Considerando o estágio dessa obra e as tratativas que seriam demandadas para a eventual instalação de nova usina nuclear, não se considera que novas expansões se configurem antes de 2015.

- Reatores de uma geração tecnologicamente mais avançada (Geração IV), são vistos como "projetos de reatores nucleares teóricos que estão atualmente sendo pesquisados, embora pelo menos um, o *Gas Turbine Modular Helium Reactor* – GT-MHR, esteja em processo de pré-certificação nos Estados Unidos. Em geral não se espera que estes projetos tenham aplicação comercial antes de 2030<sup>60</sup>;
- de acordo com as referências disponíveis, a nova tecnologia em pesquisa, da fusão nuclear, somente deverá disponível após o horizonte do estudo.

Nessas condições, para efeito de estimativa do custo de investimento na geração nuclear, tomou-se como referência reatores do tipo PWR, com potência de 1.000 MW (AP-1000), que significam uma evolução natural das usinas em operação e em projeto/construção no Brasil (Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, em Angra dos Reis, RJ).

Estudo da Universidade de Chicago (2004) indica os valores apresentados na Tabela 6.20 como referenciais para o custo de investimento de usinas nucleares desse tipo. Considerando a internalização de custos no Brasil, adotou-se como custo padrão o valor de US\$ 2.200/kW.

**Tabela 6.20: Custos de investimento em usinas nucleares**  
(US\$ [2003]/kW)

CARACTERIZAÇÃO DO REATOR	MÍNIMO	MÉDIO	ALTO
Média para projetos maduros	1.080	1.200	1.320
Novos projetos, FOAKE não pago	1.350	1.500	1.650
Projetos avançados, FOAKE não pago	1.620	1.800	1.980

Elaboração: EPE. Fonte: University of Chicago (2004, p. 3-19).

### Carvão mineral

Da mesma forma que no caso da geração nuclear, o custo de investimento em usinas a carvão depende da tecnologia escolhida para o desenvolvimento do projeto. Entre as principais tecnologias disponíveis, as de leito fluidizado e do carvão pulverizado são consideradas, no momento, as mais viáveis para utilização do carvão nacional. A opção da gaseificação integrada em ciclo combinado (IGCC, na sigla em inglês) ainda se encontra em fase de desenvolvimento e apresenta custos mais elevados. Assim sendo, para efeito da estimativa do custo de investimento em usinas a carvão no Brasil, considerou-se:

- **Carvão Pulverizado**, com dessulfuração dos gases de combustão com base em calcário ou amônia;

<sup>60</sup> As pesquisas deste tipo de reator começaram oficialmente no Fórum Internacional da Quarta Geração (*Generation IV International Forum* – GIF) que propôs oito objetivos tecnológicos. Os objetivos primários são: melhorar a segurança nuclear, melhorar a resistência à proliferação, minimizar a produção de lixo nuclear e a utilização de recursos naturais e diminuir o custo da construção e operação das centrais nucleares.

- **Combustão em Leito Fluidizado à Pressão Atmosférica**, com ou sem a etapa de beneficiamento do carvão<sup>61</sup>;
- **Combustão em Leito Fluidizado à Pressão Atmosférica**, com dessulfuração dos gases de combustão com base em amônia (FGD).

A maior potência possível para uma caldeira única de carvão pulverizado (PF) está na faixa de 500 a 600 MW e é adequada do ponto de vista de benefícios por economia de escala nos custos de mineração, capital e operação.

O Atlas de Energia Elétrica do Brasil, da ANEEL, indica para o custo de investimento em centrais a carvão valores entre US\$ 1.300 e 1.700/kW, já incluídos equipamentos de controle ambiental (dessulfurização de gases e controle de particulados) e excluídos os juros durante a construção. Importa observar que, em uma perspectiva de longo prazo, os investimentos podem diminuir na medida em que o tamanho das plantas aumentar, devido aos ganhos de escala (há pesquisa e projetos para caldeiras de até 900 MW). Por outro lado, no caso brasileiro, podem haver custos adicionais de internalização, relacionados, por exemplo, ao fato de que parte importante dos equipamentos é importada e o custo de capital se eleva devido à fatores de risco. Além disso, os custos dependem ainda do grau de eficiência desejado no projeto e das exigências ambientais. Por exemplo, caldeiras com ciclo de vapor ultra supercrítico que estão sendo construídas hoje na Alemanha com eficiência acima de 43% têm seu custo acrescido em cerca de 30 % relativamente às usinas tradicionais de carvão pulverizado com eficiência de 35%.

Nessas condições, adotou-se como referência para o custo de investimento na geração térmica a partir do carvão o valor de US\$ 1.600/kW.

### *Gás natural*

As referências do custo de investimento em centrais termelétricas a gás natural são muito mais numerosas, inclusive no Brasil. Nos anos recentes, houve importante incremento no parque gerador nacional com esse tipo de fonte, principalmente a partir da implantação do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, do governo brasileiro.

O “*lay-out*” das turbinas é um dos fatores que influenciam no custo de investimento da usina, porém existe um “*trade-off*” entre o arranjo das turbinas (permitindo maior flexibilidade operativa) e custo de tal arranjo. Outro fator, é a demanda mundial pelos equipamentos principais (turbinas e geradores). De qualquer modo, estima-se que o custo de capital de uma planta a gás natural, funcionando em ciclo simples, na faixa de potência de 100 MW, gire em torno de US\$ 550/kW. Nesta mesma faixa de potência, as referências internacionais para o custo de investimento de uma planta em ciclo combinado, de maior eficiência, indicam o valor de US\$ 700/kW. Para as plantas de cogeração, estima-se o valor de 650 US\$/kW, observando-se, entretanto,

<sup>61</sup> Além da evolução nas tecnologias de processamento do carvão para produção de energia, os processos de beneficiamento de carvão para remoção de enxofre e cinzas antes da sua combustão também contribuem para a redução de emissões. Para se obter eficácia em custo, deve ser selecionado um processo tal que se obtenha uma redução nos níveis de enxofre e cinzas sem uma perda desproporcional do produto (toneladas de carvão) e sem custos excessivos de capital e de operação. Vale ressaltar que as novas tecnologias que vêm sendo introduzidas são mais apropriadas à queima direta, dispensando as etapas de beneficiamento.

que o custo depende muito da tecnologia adotada. No caso brasileiro, considerando-se que as turbinas são equipamentos importados, é lícito admitir um custo de internalização.

Diante dessas considerações, o valor adotado como base para o custo de investimento em termelétricas a gás natural foi de 750 US\$/kW, referente a usinas com tamanho típico de 500 MW, funcionando em ciclo combinado.

### Custo do combustível na geração térmica

No caso da geração térmica convencional (nuclear, carvão e gás natural), além do investimento, o custo do combustível é básico para determinar a competitividade energético-econômica de cada fonte. Com efeito, em alguns casos, os custos operacionais (inclusive combustível) podem representar até 50% do custo médio de geração. Ainda com referência a essas fontes, importa reiterar a relevância do regime operativo, caracterizado pelo fator de capacidade, já discutido em seção precedente.

A determinação do custo de combustível está aderente aos cenários macroeconômicos e ao contexto energético e tecnológico (tipo de projeto e eficiência na geração) estabelecido para os estudos. A Tabela 6.21 resume os valores considerados.

**Tabela 6.21: Custo do Combustível na Geração Térmica**

COMBUSTÍVEL	US\$/t	US\$/MWh
Urânio (nuclear)	...	8,0
Carvão nacional	16,4	16,4
Carvão importado	64,0 <sup>1</sup>	28,8
Gás natural	6,5 <sup>2</sup>	40,3

<sup>1</sup> custo CIF-usina; <sup>2</sup> custo de US\$/10<sup>6</sup>BTU

Elaboração: EPE.

### Custo médio da geração

Em linhas gerais, a formulação de uma estratégia para a expansão da geração de energia elétrica se orientará, do ponto de vista técnico e econômico, pela minimização dos custos de expansão e de operação do sistema. Em qualquer caso, o custo da geração de energia é elemento chave.

Além dos custos de investimento e de combustível, há outros parâmetros (custos operacionais e de integração da usina à rede) que são considerados no cálculo do custo de geração. Considera-se ainda o cronograma de desembolso do investimento. Por fim, é necessário, ainda, estabelecer os parâmetros econômico-financeiros básicos, especialmente taxa de desconto, vida útil e condições de financiamento.

As condições de financiamento constituem elemento que podem viabilizar (ou não) um projeto. Dependendo do arranjo de financiamento adotado (prazos de carência, período de amortização, taxa de juros, índice de cobertura, participação de capital próprio do investidor, etc.) um projeto

pode ser favorecido em relação a outro. De modo a conferir tratamento homogêneo às opções consideradas no cálculo do custo médio de geração das fontes, não foi considerada a alavancagem financeira.

Outro ponto sensível no cálculo é a taxa de desconto. Aqui, considerou-se o valor referencial de 8% ao ano, que é aderente aos cenários macroeconômicos formulados, é compatível com uma análise de investimento de longo prazo e conciliável com custo de capital próprio (taxa mínima de atratividade do investidor) na faixa de 11 a 13% ao ano.

Importa salientar ainda que o cálculo do custo médio de geração tal como aqui definido se refere ao custo na barra da usina, antes do imposto de renda. Por essas razões, **o custo de geração aqui calculado não pode ser tomado como indicador da tarifa de venda da energia**. Não obstante é aplicável aos objetivos deste estudo.

O custo médio da geração hidrelétrica é, naturalmente, função do potencial a ser desenvolvido. Cada potencial tem um custo e é possível ordená-lo. As demais fontes têm, tipicamente, um custo de investimento estável (não dependem fundamentalmente, como a hidráulica, da localização). Contudo, em especial as fontes térmicas convencionais, apresentam custos de geração que são função do custo do combustível. Quanto mais caro o custo do combustível, maior a volatilidade do custo de geração, na medida em que é maior a tendência da fonte operar em regime de complementaridade às hidrelétricas (ver considerações sobre o fator de capacidade). No caso da biomassa da cana e de resíduos urbanos, admite-se que, do ponto de vista energético, a geração de eletricidade possa ser vista como subproduto, vale dizer, havendo o investimento na usina deverá ser utilizada matéria combustível necessariamente, na medida em que essa matéria é um resíduo de outras atividades.

Nessas condições, na Tabela 6.22 são apresentados os valores calculados para o custo médio de geração de cada fonte não-hidrelétrica dentro das hipóteses de trabalho estabelecidas. Na Figura 6.24 é apresentada a curva do custo da geração hidrelétrica em função do potencial. Nessa figura são indicados os intervalos de variação do custo das fontes não-hidráulicas de modo a permitir uma comparação direta da competitividade energética e econômica de todas as fontes de geração.

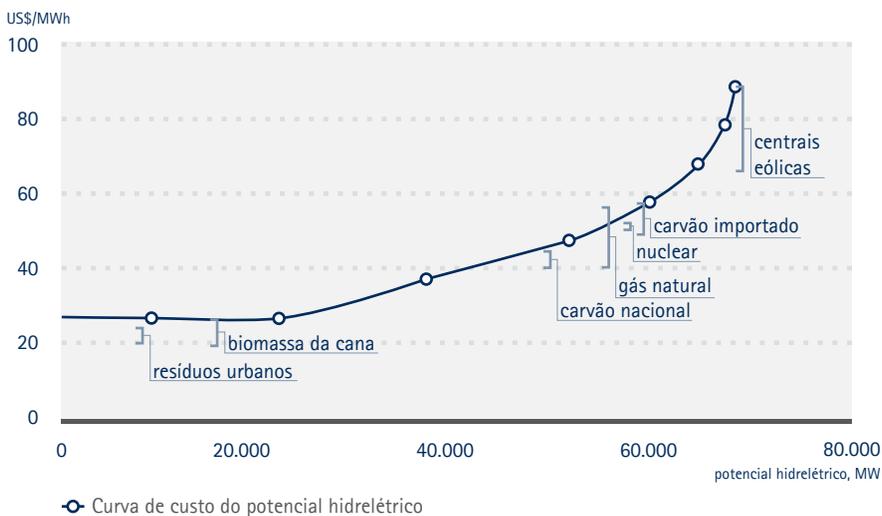
Tabela 6.22: Custo Médio da Geração de Eletricidade (US\$/MWh)

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 <sup>1</sup>	22,0	22,0
Biomassa da cana <sup>1</sup>	23,0	23,0
PCH	36,0	36,0
Centrais eólicas	75,0	75,0

<sup>1</sup> Exclusivo o custo do combustível.

Elaboração: EPE

Figura 6.24: Custo Médio Comparado da Geração de Eletricidade



Obs: o intervalo de variação no caso das fontes térmicas convencionais (nuclear, carvão e gás natural), é dado pela estratégia de operação (fator de capacidade); no caso das fontes não convencionais (resíduos urbanos, biomassa da cana e centrais eólicas), por sensibilidade ao custo de investimento.

Elaboração: EPE

Importa salientar que, embora parâmetro importante na definição da estratégia de expansão, o custo médio de geração não é o único elemento a ser considerado, nem a comparação direta entre esses custos, embora necessária, é condição suficiente para definir a competitividade de cada fonte. Como será visto adiante, a definição da estratégia de expansão dependerá do exame da situação de atendimento à carga do sistema em situações de hidrologia crítica e na média, procurando minimizar os custos de expansão e de operação em conjunto. Além disso, a dispersão geográfica das fontes, notadamente das hidrelétricas, torna o custo da transmissão (interligações) parâmetro de relevante importância na comparação das alternativas.

### Investimento na transmissão

Para os estudos da expansão da oferta de energia elétrica do PNE 2030 foram visualizadas, como alternativas (rotas) possíveis para as interligações regionais entre os subsistemas já discutidas anteriormente e que constituem 14 eixos de transmissão.

Para efeito de quantificação dos custos de investimento, foram estabelecidas premissas básicas alinhadas com a diretriz de se adotar tratamento o mais conservador possível, de modo a não favorecer as alternativas de geração distantes dos centros de carga. Assim, apesar da existência de alternativas tecnológicas eventualmente mais econômicas, considerou-se que essas interligações se fariam em corrente alternada convencional, com exceção dos eixos com distâncias superiores a 900 km e blocos de energia de 2.000 MW médios, em que se optou pela transmissão em corrente contínua.

Dadas as distâncias envolvidas, a quantidade de energia a ser transportada e a existência, em muitos casos, de circuitos em operação, considerou-se como referência, para efeito da estimativa dos custos de investimento, as tensões de 500 ou 750 kV e os patamares médios de potência de 1.500, 2.250 e 3.000 MW. Por simplificação, não foram considerados aspectos elétricos de restrição de fluxo por estabilidade, por exemplo, ou critérios de confiabilidade, que podem refletir-se em custos adicionais.

Com base nessas premissas e critérios foram elaboradas as estimativas de custo de investimento apresentadas na Tabela 6.23.

Tabela 6.23: Custo de Investimento nas Interligações  
(US\$ mil/km)

	ROTA	EXTENSÃO KM	POTÊNCIA, MW		
			1.5	2.25	3
Sudeste/C.-Oeste	Sul (expansão)	852	400	450	580
	Nordeste (expansão)	1.760	360	405	630
	Imperatriz (expansão)	1.650	360	405	630
	Madeira	1.625	380	450	660
	Tapajós	1.800	370	420	620
Nordeste	Imperatriz (expansão)	850	400	450	660
Norte (Tucuruí)	Imperatriz (expansão)	302	275	350	360
	Altamira	220	290	355	375
	Belo Monte	275	275	350	360
Belo Monte	Altamira	55	365	430	450
Madeira	Manaus	913	430	480	775
Manaus	Altamira	935	480	540	760
Tapajós	Altamira	495	520	555	595
	Imperatriz	1.265	380	450	660

Elaboração: EPE

## 6.5 Expansão da Oferta na Rede

### Aspectos metodológicos

O modelo computacional utilizado para a otimização da expansão da oferta de energia elétrica no PNE 2030 foi o MELP – Modelo de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo, desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, ligado à Eletrobrás.

O MELP é um modelo de programação linear inteira mista de grande porte que determina uma trajetória de expansão da oferta de energia elétrica, incluídas as interligações associadas, que minimiza o custo total (custos de investimento mais custos operacionais) da expansão do sistema no intervalo de tempo considerado, assegurando o suprimento da demanda dentro de certos critérios de confiabilidade<sup>62</sup>.

Em linhas gerais, o modelo compõe automaticamente alternativas viáveis de expansão e seleciona dentre essas alternativas aquela que resulta em menor custo total. As alternativas viáveis de

<sup>62</sup> MELP, Manual do Usuário, versão 4.5, CEPEL, agosto/2005.

expansão são constituídas por novos empreendimentos de geração e reforços das interligações, capazes de assegurar o contínuo suprimento da demanda de energia.

Para reduzir o esforço computacional e possibilitar a análise de um grande número de alternativas de expansão, o programa MELP não simula a operação do sistema hidrotérmico para uma amostra de possíveis cenários hidrológicos, como é feito, por exemplo, no modelo NEWAVE, utilizado nos estudos do plano decenal e do planejamento da operação. Ao invés, no modelo MELP, a operação do sistema é analisada de forma aproximada para duas condições hidrológicas: crítica e média. Assim, para a condição hidrológica crítica, a energia produzida por uma usina é determinada a partir de seu fator de capacidade crítico, enquanto que, para a condição hidrológica média, é definida por seu fator de capacidade médio.

O critério de confiabilidade adotado baseia-se nos balanços estáticos em condições crítica e média, para cada subsistema, a cada ano do horizonte de estudo. Segundo esse critério, a soma das energias das usinas deve ser sempre maior ou igual à demanda anual, ou seja, não pode ocorrer déficit em nenhum subsistema em qualquer balanço. Vale lembrar ainda que o modelo limita-se ao equacionamento temporal do balanço de energia carga-geração, isto é, não analisa as condições de atendimento à ponta de carga do sistema. Essa limitação se, por um lado, pode trazer imprecisões na análise do atendimento a cargas localizadas, não significa distorções relevantes, tendo em vista a predominância da geração hidráulica no sistema elétrico brasileiro.

A decisão econômica entre as alternativas de expansão é baseada no valor presente do fluxo de caixa descontado. Neste estudo, considerou-se a taxa de desconto de 8% ao ano.

Como resultado das simulações, o MELP apresenta o sequenciamento temporal ótimo dos aproveitamentos energéticos e interligações elétricas dentro das restrições estabelecidas, bem como os custos de investimento e de operação associados à alternativa de expansão selecionada.

**221**

### Formulação das alternativas

A formulação de alternativas para a expansão da oferta de energia elétrica considerou os condicionantes técnicos, econômicos e sócio-ambientais abordados assim como os de natureza diversa, inerentes às opções energéticas disponíveis, relacionados principalmente à capacitação da indústria nacional, à regulação e ao desenvolvimento tecnológico.

Um primeiro condicionante é, por assim dizer, o próprio plano decenal de expansão, que, com base em uma análise circunstanciada e muito mais detalhada dos projetos e das restrições de curto e médio prazo, baliza a potência instalada nos primeiros 10 anos do horizonte deste estudo.

Os estudos do plano decenal no ciclo de planejamento de 2006, que abrangem o período 2007-2016, foram desenvolvidos em paralelo aos estudos do PNE 2030. Não obstante a preocupação em assegurar a necessária consistência entre esses estudos, é aceitável que algumas indicações quantitativas possam apresentar diferenças, justificadas pela natureza e pela dinâmica própria de cada estudo. Contudo, as sinalizações geradas pelos estudos do plano decenal são incorporadas aos estudos do PNE 2030 e a estes oferecem condicionamento objetivo. Na Tabela 6.24 apresenta-se um resumo dos principais elementos da evolução da oferta de energia elétrica até 2015, tendo como base o plano decenal do ciclo passado (2005) e os estudos em curso do ciclo de 2006.

Tabela 6.24: Evolução da Capacidade Instalada no Período 2005-2015

FONTE	2005	2015	ACRÉSCIMO	
			NO PERÍODO	MÉDIO ANUAL
<b>Hidrelétricas</b>	<b>68,6</b>	<b>99,0</b>	<b>30,4</b>	<b>3,04</b>
Grande porte <sup>1</sup>	68,6	99,0	30,4	3,04
<b>Térmicas</b>	<b>16,9</b>	<b>24,3</b>	<b>7,4</b>	<b>0,74</b>
Gás natural	8,7	13,0	4,3	0,43
Nuclear	2,0	3,3	1,3	0,13
Carvão	1,4	2,5	1,1	0,11
Outras	4,8	5,5	0,7	0,07
<b>Alternativas</b>	<b>1,4</b>	<b>5,5</b>	<b>4,1</b>	<b>0,41</b>
PCH	1,3	2,3	1,0	0,10
Centrais eólicas	- <sup>2</sup>	1,4	1,4	0,14
Biomassa da cana	0,1	1,8	1,7	0,17
Resíduos urbanos	0,0	- <sup>2</sup>	- <sup>2</sup>	- <sup>2</sup>
<b>Outras gerações<sup>3</sup></b>	<b>5,8</b>	<b>2,6</b>	<b>-2,9</b>	<b>-0,29</b>
<b>Importação</b>	<b>7,8</b>	<b>8,4</b>	<b>0,6</b>	<b>0,06</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100,5</b>	<b>139,8</b>	<b>39,0</b>	<b>3,90</b>

<sup>1</sup> Exclui a parte paraguaia da Itaipu binacional e auto-produção; <sup>2</sup> Valor inferior a 100 MW; <sup>3</sup> Inclui autoprodução e sistemas isolados  
Elaboração: EPE

O acréscimo médio anual de cada fonte no período exprime certo reconhecimento da realidade do país quanto a sua capacidade, em termos de estrutura produtiva, principalmente, de ampliar o parque gerador. Se, por um lado, o crescimento da demanda projetado para o período 2015-2030 autoriza supor que o esforço de ampliação da potência instalada deva ser maior, por outro, as indicações de acréscimo médio anual de cada fonte sugere que é prudente admitir alguma limitação no crescimento desse indicador a menos que se suponha programas específicos de incentivo a determinada opção. Isto é, não parece razoável admitir que, entre 2015 e 2030, a capacidade instalada em usinas térmicas convencionais, por exemplo, possa crescer a uma média anual de 3.000 MW se entre 2005 e 2015 essa média é inferior a 800 MW. Esse raciocínio, consideradas as especificidades de cada caso, é generalizável para todas as fontes.

Com relação às fontes alternativas há aspectos específicos a considerar. Do ponto de vista geográfico, levou-se em conta a distribuição do potencial de cada fonte, conforme definido pelas condições naturais (centrais eólicas e PCH) ou pelas condições de produção e disponibilização do recurso energético (biomassa da cana e resíduos urbanos). Do ponto de vista regulatório, considerou-se o programa específico de incentivo, o PROINFA, cuja lei que o instituiu estabelece critérios gerais para a expansão. Ainda que a segunda fase desse programa careça de regulamentação, o custo médio de geração dessas fontes, com exceção das centrais eólicas, indica uma

competitividade tal que, independentemente da regulamentação, pode-se esperar incremento importante na participação dessas alternativas. É o caso, em especial, das centrais de cogeração a partir da biomassa da cana e das PCH.

No caso dos resíduos urbanos, a necessidade de regulamentação de aspectos das atividades anteriores ao seu aproveitamento energético, como, por exemplo, sistema de coleta e separação, destinação do material coletado, formação dos aterros, etc., sugere que a intensificação dessa alternativa, cuja implementação já se inicia hoje, ocorra ao final do horizonte de estudo.

No caso das centrais eólicas, deve-se reconhecer que o esforço de redução do custo de investimento ainda não deverá conferir competitividade econômica a essa alternativa, pelo que sua consideração significa a necessidade de manutenção de mecanismos de incentivo.

Diante do exposto, considerou-se o incremento das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira a longo prazo *ad hoc* da análise energética-econômica convencional. Com efeito, a lógica que sustenta o desenvolvimento dessas fontes é determinada por fatores externos ao setor elétrico. Nessas condições, os parâmetros considerados em cada caso para a expansão entre 2015 e 2030 foram:

- **PCH:** desenvolvimento de cerca de metade do potencial hoje conhecido, o que significa acrescentar 6.000 MW no período;
- **Centrais a biomassa:** aproveitamento do potencial indicado pelos estudos específicos sobre a cana-de-açúcar (ver item 6.1, p. 172, deste documento), o que significa poder acrescentar 4.750 MW no período;
- **Resíduos urbanos:** aproveitamento energético de metade do volume de resíduo urbano produzido pelas 300 maiores cidades brasileiras (cerca de 40% do volume nacional), o que significa uma potência de 1.300 MW;
- **Centrais eólicas:** instalação de uma capacidade instalada equivalente à toda a primeira fase do PROINFA, o que significa acrescentar 3.300 MW no período.

Com relação às fontes convencionais de produção de eletricidade, a competição entre as hidrelétricas e termelétricas foi o problema apresentado à solução pelo modelo de cálculo utilizado, considerando, naturalmente, a localização de cada fonte nos subsistemas interligados e o custo de expansão dessas interligações. Contudo, em uma fase preliminar, com o objetivo de estabelecer hipóteses iniciais que orientassem os estudos de otimização, algumas simplificações foram admitidas.

Com efeito, em uma primeira aproximação, a contribuição de cada fonte em cada subsistema, pode ser estimada a partir do balanço carga-geração ao final do horizonte de estudo. Pode-se demonstrar que, entre 2015 e 2030, considerando:

- Que o crescimento esperado da carga a ser atendida é superior a 50.000 MWmed
- O desenvolvimento de todo o potencial hidrelétrico disponível segundo a classificação ambiental efetuada;
- A ampliação da produção de energia a partir das fontes alternativas conforme os parâmetros e critérios adotados, ainda assim haveria necessidade de instalação de termelétricas para

atender a uma carga de 9.000 MW médios em condições hidrológicas críticas e de 4.000 MW médios na condição hidrológica média.

Como a necessidade em condições de hidrologia crítica é maior do que na média, pode-se concluir que as termelétricas tendem a assumir, ao longo do horizonte de estudo, uma função distinta daquela que têm hoje no sistema, deixando de operar em regime de complementação, sendo exigidas em regime operativo mais permanente (geração na base). Nessa situação, o custo de geração na base das térmicas refletirá, em última análise, o custo marginal da expansão, sendo essa uma *proxy* a medida que estabelecerá a competitividade econômica entre as fontes térmicas e hidráulicas concorrentes.

Observados os custos de geração das fontes térmicas, pode-se concluir que:

- Na *região Sul*, a expansão da geração hidrelétrica ou a importação de energia de outra(s) região(ões) se justifica até o custo correspondente ao da geração a carvão mineral (nacional) operando em regime de base;
- Nas *regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste*, a expansão da oferta hidráulica local e da importação de energia de outra(s) região(ões) se justifica até o custo correspondente ao da geração nuclear em regime de base;
- Na *região Norte*, tipicamente exportadora, a oferta excedente à demanda regional será expandida até o custo da geração nuclear em regime de base menos os custos da transmissão necessária à exportação desse excedente.

Essas condições restringem o aproveitamento da totalidade do potencial hidrelétrico disponível, aumentando a demanda por termelétricidade, com exceção, naturalmente da região Norte. Nesses termos, entre 2015 e 2030, a indicação da necessidade de geração térmica no sistema brasileiro 14.100 MW med, assim distribuídos regionalmente:

- **Região Sul:** 3.600 MW médios, sendo as opções o carvão mineral disponível na região e o gás natural;
- **Região Sudeste/Centro-Oeste:** 7.000 MW médios, sendo as opções as centrais nucleares, o gás natural e o carvão importado;
- **Região Nordeste:** 3.500 MW médios, sendo as opções também as centrais nucleares, o gás natural e o carvão importado.

A questão que se coloca, então, é estabelecer as proporções de cada fonte térmica na formulação das alternativas. Tomando como referência o ritmo de expansão de cada uma dessas fontes nos próximos 10 anos (horizonte do plano decenal) e considerando um crescimento harmonioso<sup>63</sup> desse ritmo para o fim do horizonte do PNE 2030, definiu-se como alternativas para a expansão da geração térmica entre 2015 e 2030, totalizando 30.000 MW:

- Geração a gás natural: 15.000 MW;
- Geração nuclear: 6.000 MW;

<sup>63</sup> Entenda-se por crescimento harmonioso um ritmo que se admita compatível com a evolução da capacitação industrial e do estágio de desenvolvimento tecnológico, bem assim com as restrições sócio-ambientais e as dificuldades de natureza regulatória.

- Geração a carvão mineral: 9.000 MW, dos quais 5.000 MW com carvão nacional.

Nessas condições, as alternativas consideradas para a expansão da oferta de energia elétrica no período 2015-2030 são as resumidas na Tabela 6.25.

**Tabela 6.25: Alternativas para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030 (MW)**

FONTE	NORTE	NORDESTE	SUDESTE <sup>1</sup>	SUL	ACRÉSCIMO MÁXIMO	
					PERÍODO	POR ANO <sup>2</sup>
<b>Hidrelétricas</b>	<b>44.000</b>	<b>1.100</b>	<b>10.000</b>	<b>6.200</b>	<b>61.300</b>	<b>4.090</b>
Grande porte <sup>3</sup>	44.000	1.100	10.000	6.200	61.300	4.090
<b>Térmicas</b>	<b>0</b>	<b>9.000</b>	<b>15.000</b>	<b>6.000</b>	<b>30.000</b>	<b>2.000</b>
Gás natural	0	4.000	10.000	1.000	15.000	1.000
Nuclear	0	3.000	3.000	0	6.000	400
Carvão	0	2.000 <sup>4</sup>	2.000 <sup>4</sup>	5.000	9.000	600
Outras	- <sup>5</sup>	0	0	0	- <sup>5</sup>	- <sup>5</sup>
<b>Alternativas</b>	<b>0</b>	<b>3.950</b>	<b>8.000</b>	<b>3.400</b>	<b>15.350</b>	<b>1.025</b>
PCH	0	500	4.000	1.500	6.000	400
Centrais eólicas	0	2.200	0	1.100	3.300	220
Biomassa da cana	0	950	3.300	500	4.750	320
Resíduos urbanos	0	300	700	300	1.300	85
<b>TOTAL</b>	<b>44</b>	<b>14.050</b>	<b>33.000</b>	<b>15.600</b>	<b>106.650</b>	<b>7.115</b>

<sup>1</sup>Inclui Centro-Oeste; <sup>2</sup>Valor médio; <sup>3</sup>Inclui hidrelétricas binacionais; <sup>4</sup>Carvão importado; <sup>5</sup>Valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga do sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional).

Elaboração: EPE

## Expansão da oferta por fonte e por região

A expansão que se apresenta corresponde aos resultados obtidos a partir do modelo de cálculo utilizado (MELP). Corresponde, portanto, à expansão que minimiza os custos de investimento e de operação do sistema, observados os condicionantes considerados.

A expansão das fontes alternativas foi estabelecida *ad hoc* do modelo de cálculo. Corresponde a ampliar a participação dessas fontes de 0,8% em 2005 para 5,1 e 9,1% em 2020 e 2030, respectivamente. O ritmo considerado para a expansão dessas fontes exigirá ações que assegurem condições de contorno que lhes sejam favoráveis, mesmo no caso daquelas que se mostram economicamente competitivas. Conforme já salientado, as ações no caso de resíduos urbanos estão ligadas a aspectos regulatórios. No caso de PCH e da cogeração a partir da biomassa da

cana, aspectos ligados ao licenciamento ambiental são relevantes. No caso de centrais eólicas, incentivos específicos poderão ser necessários. Em qualquer caso, condições de financiamento específicas constituem fatores determinantes, especialmente a possibilidade de se contar com a internalização de créditos de emissões de carbono evitadas com a introdução dessas fontes na matriz.

Dentro dos condicionantes estabelecidos, o modelo de cálculo encontrou uma repartição ótima, do ponto de vista energético-econômico, entre as fontes hidráulica e térmica concorrentes. O modelo indicou que a expansão entre 2015-2030, além das fontes alternativas, seria composta por 79% de hidrelétricas e 21% de termelétricas. Essa proporção reflete não só a comparação entre os custos dessas fontes, mas também a influência do custo da transmissão, cuja expansão é considerada no modelo.

Do potencial hidrelétrico “oferecido” ao modelo, de 61.300 MW, foram excluídos 4.000 MW. Não houve, também, indicação de expansão de geração a carvão importado, isto é, dessa geração no Sudeste ou no Nordeste. Para a geração na base, o carvão importado tem como concorrente direto nessas regiões, além da importação da energia hidrelétrica de outra(s) região(ões), a opção nuclear. A menos de vantagens específicas que algum projeto possa oferecer, por exemplo, frete marítimo combinado com o frete de produtos minero-siderúrgicos, o carvão importado não se mostrou competitivo, como já indicava o custo médio de geração dessa fonte na operação em regime de base.

O modelo indicou a instalação de 3.500 MW em térmicas a carvão, no Sul do país, e de 5.000 MW em geração nuclear. Limitou, contudo, a expansão da geração a gás natural a 6.500 MW. Por um lado, esse resultado ratifica a conclusão, já enunciada anteriormente, de que as térmicas demandadas pelo sistema no futuro são tipicamente vocacionadas para operação na base. Por outro, sugere que se investigue com mais detalhe essa solução.

De fato, uma simulação limitando a potência nuclear a 4.000 MW, mantém os resultados com relação às térmicas a carvão e amplia a geração a gás natural em apenas 1.500 MW. Ou seja, entre um caso e outro, a alteração no panorama da oferta é muito pequena.

Essa pequena variação se explica pela adequação dos balanços carga-geração para as condições de hidrologia crítica e média. Na verdade, o resultado é muito sensível à qualidade dos dados, notadamente dos fatores de capacidade das hidrelétricas. Com efeito, esses fatores são determinantes da disponibilidade de energia secundária hidráulica no sistema e, conforme já assinalado, quanto maior essa disponibilidade, maior a competitividade da geração a gás. Em termos práticos, um fator de capacidade médio das hidrelétricas um pouco maior<sup>64</sup>, encaminha para uma expansão nuclear com 4.000 MW e a gás com 8.000 MW.

Outro aspecto relevante a considerar é a flexibilidade operativa significativamente diferente entre as alternativas nuclear e gás. Na medida em que cresce o montante de usinas térmicas vocacionadas para geração na base (nuclear e carvão), passa a ser relevante o atendimento à ponta da carga, balanço esse que não foi efetuado. Essa situação é especialmente relevante na região Nordeste, onde, não por acaso, se indica maior expansão do parque nuclear. Essa flexibili-

<sup>64</sup> De fato, a variação pode ser mesmo muito pequena em razão do porte do parque hidrelétrico no sistema.

dade operativa, que melhora as condições de adequação da geração à curva de carga do sistema, constitui uma vantagem para a geração a gás que não foi quantificada.

Tais incertezas e o fato de a alteração no panorama da oferta entre uma situação e outra ter sido muito pequena autoriza que se aceite a solução indicada na segunda simulação com o modelo de cálculo. Nessas condições, a expansão da oferta é a resumida na Tabela 6.26, discretizada segundo períodos selecionados.

**Tabela 6.26: Expansão da Oferta de Energia Elétrica a Longo Prazo, por Fonte de Geração (MW)**

FONTE	CAPACIDADE INSTALADA EM		ACRÉSCIMO	
	2020	2030	2005–2030	2015–2030
<b>Hidrelétricas</b>	<b>116.100</b>	<b>156.300</b>	<b>87.700</b>	<b>57.300</b>
Grande porte <sup>1</sup>	116.100	156.300	87.700	57.300
<b>Térmicas</b>	<b>26.897</b>	<b>39.897</b>	<b>22.945</b>	<b>15.500</b>
Gás natural	14.035	21.035	12.300	8.000
Nuclear	4.347	7.347	5.345	4.000
Carvão <sup>2</sup>	3.015	6.015	4.600	3.500
Outras <sup>3</sup>	5.500	5.500	700	-
<b>Alternativas</b>	<b>8.783</b>	<b>20.322</b>	<b>19.468</b>	<b>15.350</b>
PCH	3.330	7.769	7.000	6.000
Centrais eólicas	2.282	4.682	4.653	3.300
Biomassa da cana	2.971	6.571	6.515	4.750
Resíduos urbanos	200	1.300	1.300	1.300
<b>Importação</b>	<b>8.400</b>	<b>8.400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>160.180</b>	<b>224.919</b>	<b>130.113</b>	<b>88.150</b>

<sup>1</sup>Inclui usinas binacionais; <sup>2</sup>Refere-se somente ao carvão nacional: não houve expansão com carvão importado; <sup>3</sup>A expansão após 2015 é, numericamente, pouco significativa, por referir-se aos sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional).

Elaboração: EPE

Em termos regionais, a expansão da oferta de energia elétrica apresenta a composição resumida na Tabela 6.27.

Tabela 6.27: Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015–2030, por Região Geográfica (MW)

FORTE	NORTE	NORDESTE	SUDESTE <sup>1</sup>	SUL	TOTAL
<b>Hidrelétricas</b>	<b>43.720</b>	<b>580</b>	<b>8.860</b>	<b>4.140</b>	<b>57.300</b>
Grande porte <sup>2</sup>	43.720	580	8.860	4.140	57.300
<b>Térmicas</b>	<b>0</b>	<b>5.500</b>	<b>6.000</b>	<b>4.000</b>	<b>15.500</b>
Gás natural	0	3.500	4.000	500	8.000
Nuclear	0	2.000	2.000	0	4.000
Carvão	0	0	0	3.500	9.000
Outras	– <sup>3</sup>	0	0	0	– <sup>3</sup>
<b>Alternativas</b>	<b>0</b>	<b>3.950</b>	<b>8.000</b>	<b>3.400</b>	<b>15.350</b>
PCH	0	500	4.000	1.500	6.000
Centrais eólicas	0	2.200	0	1.100	3.300
Biomassa da cana	0	950	3.300	500	4.750
Resíduos urbanos	0	300	700	300	1.300
<b>TOTAL</b>	<b>43.720</b>	<b>10.030</b>	<b>22.860</b>	<b>11.540</b>	<b>88.150</b>

<sup>1</sup>Inclui Centro-Oeste; <sup>2</sup>Inclui hidrelétricas binacionais; <sup>3</sup>Valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga do sistemas isolados remanescente (0,2% do consumo nacional)

Elaboração: EPE

## Expansão das interligações

A expansão das interligações foi determinada a partir do mesmo modelo de cálculo utilizado na expansão da geração. As escolhas que o modelo de cálculo faz consideram, portanto, o efeito da expansão dessas interligações. Assim, se o modelo indicou, por exemplo, ampliar as interligações Nordeste-Imperatriz e Norte (Tucuruí)-Imperatriz, é porque encontrou como solução mais econômica, do ponto de vista energético-econômico, ampliar a importação de energia pelo Nordeste, em lugar de expandir a geração nesse subsistema.

Tendo por referência as rotas alternativas de expansão das interligações estabelecidas como premissas e observados os demais condicionantes do estudo, a simulação indicou os acréscimos sobre a configuração 2015 (configuração final apontada nos estudos do plano decenal de energia), resumidos na Tabela 6.28 e indicados na Figura 6.25.

Tabela 6.28: Expansão das Interligações

ROTA		Extensão km	Cap. MW 2015	# circuitos expandidos			Cap. MW 2030
				1.500 MW	2.250 MW	3.000 MW	
<b>Sudeste/C.-Oeste</b>	Sul	852	3.650	0	0	0	3.650
	Nordeste	1.760	1.000	0	0	0	1.000
	Imperatriz	1.65	9	0	0	0	9.000
	Madeira	1.625	5.600	0	0	0	5.600
	Tapajós	1.800	0	0	0	5	15.000
<b>Nordeste</b>	Imperatriz	850	4.850	0	1	0	7.100
<b>Norte (Tucuruí)</b>	Imperatriz	302	11.500	1	0	1	16.000
	Altamira	220	1.500	1	0	1	6.000
	Belo Monte	275	6.00	0	4	0	15.000
<b>Belo Monte</b>	Altamira	55	0	0	1	0	2.250
<b>Madeira</b>	Manaus	913	0	0	0	0	0
<b>Manaus</b>	Altamira	935	1.500	0	0	0	1.500
<b>Tapajós</b>	Altamira	495	0	0	1	0	2.250
	Imperatriz	1.265	0	0	0	0	0

Elaboração: EPE



gação entre os dois subsistemas indica que as sobras de geração em cada um estarão fluindo, basicamente, para o Sudeste (Madeira) e para o Nordeste (Manaus). No caso do Nordeste, essa percepção é confirmada pelas expansões na rota Altamira-Tucuruí-Imperatriz-Nordeste.

O pólo de geração do rio Tapajós tende a ficar orientado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Essa solução para o atendimento desse subsistema permite que a geração de Belo Monte tenda a ser absorvida pelas cargas de Tucuruí e ainda do Nordeste.

Observe-se, ainda, que o modelo indica a interligação Belo Monte-Altamira. Um exame dos fluxos nas interligações sugere que a carga de Manaus é, em parte, atendida pela Usina de Belo Monte, até o desenvolvimento do potencial energético da margem esquerda do Amazonas. De qualquer modo, é conveniente que sejam realizadas investigações mais detalhadas para definição, com maior precisão, dos troncos de transmissão entre Manaus, Tapajós e Tucuruí.

## 6.6 Análises de sensibilidade

Análises de sensibilidade são extremamente úteis para orientar as decisões em ambiente de incerteza. Petróleo e eletricidade respondem pela maior parte dos investimentos na expansão da oferta. Contudo, a característica de "*commodity*" que tem o petróleo oferece a alternativa de ajustamento entre oferta e demanda através do mercado internacional. Isso não ocorre no caso da energia elétrica. Nesse caso, demanda diferente exigirá oferta diferente, e, portanto, montantes de investimento diferentes, podendo essas diferenças assumir valores significativos e, eventualmente, influir mesmo na estratégia de expansão. Dessa maneira, foram realizadas simulações alternativas ao caso base com o objetivo de quantificar as conseqüências desses desvios. Essa análise foi orientada para avaliar a sensibilidade dos resultados em relação a dois parâmetros básicos, a saber:

- Programa de conservação (eficiência energética induzida);
- Demanda total;

### Programa de conservação

Conforme já assinalado, como parte da estratégia de atendimento à demanda de energia elétrica considerou-se a implantação de iniciativas que lograssem ampliar a eficiência energética. Dessa forma, em 2030, cerca de 5% da demanda (ou o equivalente a 53 TWh) seriam "retirados" do mercado como resultado de um programa de ações específicas na área de conservação. Uma questão que surge naturalmente é qual seria o efeito na oferta caso esse montante de energia não seja conservado. Essa análise de sensibilidade refere-se, portanto, a uma sensibilidade à demanda.

Variações na demanda não implicam, necessariamente, em alterações na competitividade econômica relativa entre as fontes, embora, no caso brasileiro, pela presença predominante da geração hidrelétrica, afetem a composição da oferta térmica. De fato, uma análise de sensibilidade em relação à demanda deve refletir, basicamente, a maior ou menor necessidade de geração térmica em regime de base, já que, nas condições atuais de conhecimento, o potencial hidrelétrico economicamente competitivo se aproxima do esgotamento ao final do horizonte do PNE.

Por um lado, uma evolução da demanda em ritmo inferior ao previsto no cenário de referência tende a indicar menor necessidade de operação de térmicas em regime de base. Em consequência, considerando-se apenas a geração térmica convencional (fontes alternativas foram definidas *ad hoc*), pode-se esperar maior espaço para o gás natural e menor participação das usinas nucleares e a carvão. Uma evolução da demanda em ritmo superior tende a levar a resultados opostos. Nesse caso, qualquer limitação que se imponha à geração nuclear e a carvão tende a ampliar a geração hidrelétrica e a geração a gás, importando em custos de expansão mais altos.

Para simular a situação de uma demanda mais alta, consequência de não se obter sucesso na indução de uma eficiência energética adicional, foi utilizado o modelo de cálculo já descrito anteriormente (MELP), e as mesmas hipóteses (ou alternativas) para expansão da oferta, com exceção da geração nuclear, para a qual se admitiu a possibilidade de uma expansão adicional de 2.000 MW. Justifica esse procedimento a indicação de necessidade de geração de base nas regiões Sudeste e Nordeste.

O consumo adicional a ser atendido (cerca de 53 TWh, em 2030) significa uma demanda adicional, expressa em termos de potência, de cerca de 7.800 MW. Considerando a característica das opções de geração "oferecidas", o modelo indicou a necessidade de uma instalação, adicional em relação ao caso base, de 7.600 MW, distribuídos conforme indicado na Tabela 6.29.

**Tabela 6.29: Sensibilidade ao Programa de Conservação Induzido**

**Expansão Adicional da Oferta (Geração)**

FORTE DE GERAÇÃO	POTÊNCIA
Hidrelétrica	600 MW
Térmica a gás natural	4.500 MW
Térmica a carvão mineral	500 MW
Centrais nucleares	2.000 MW
<b>TOTAL</b>	<b>7.600 MW</b>

Elaboração: EPE

Como no caso base, todo o potencial de usinas nucleares "oferecido" ao modelo foi aproveitado. Além disso, nesse caso, também foi aproveitado todo o potencial "oferecido" de usinas a carvão. No primeiro caso, a localização das novas nucleares se faria, preferencialmente, na região Nordeste, com reflexos na expansão da transmissão. A potência adicional em térmicas a carvão se localiza na região Sul.

Esse resultado ratifica que, à medida que o potencial hidroelétrico econômico se aproxima do esgotamento, o sistema passa a demandar usinas que operam em regime de base. Sugere, ainda, uma investigação adicional no sentido de avaliar se seria justificável, do ponto de vista energético-econômico, ampliar a oferta nuclear e a carvão. Nas condições deste estudo, contudo, essa investigação apenas produziria um novo resultado numérico que não alteraria a conclusão obtida com a análise e cuja validade estaria condicionada ao exame de outros aspectos não considerados nessa análise expedita.

De qualquer modo, a instalação dessa potência adicional envolveria investimentos adicionais de US\$ 10,0 bilhões, apenas no segmento de geração de energia elétrica.

Com relação a esse resultado, importa comentar, ainda, que o modelo indica a redução da necessidade de expansão de interligações para o Nordeste, em razão, basicamente, da instalação de mais 2.000 MW em centrais usinas nucleares na região. É o caso das linhas que partem do subsistema Belo Monte e das interligações Tucuruí-Imperatriz e Imperatriz-Nordeste. O modelo indicou, por outro lado, a construção da interligação entre os subsistemas Madeira e Manaus, com o fluxo de energia predominante no sentido do primeiro para o segundo. É, também, um resultado que sugere uma investigação mais detalhada, que foge ao escopo da análise aqui apresentada.

Esse resultado pode ser generalizado para uma análise de sensibilidade a uma oferta menor das fontes alternativas (especialmente as centrais eólicas, energética e economicamente menos competitivas), cuja inclusão, assim como o programa de conservação, resulta de considerações *ad hoc*. Não dispor dessa geração no montante considerado significará aumento da necessidade de geração térmica na base, em que as soluções que se apresentam são hidrelétricas mais caras ou de maior complexidade ambiental (deixadas *a priori* fora do horizonte de estudo) ou termelétricas a carvão ou nucleares.

### Cenário alternativo de demanda

Trata-se, nesse caso, de avaliar a sensibilidade dos resultados na ocorrência do Cenário A, em que a demanda final de energia elétrica em 2030 é significativamente maior (cerca de 200 TWh, ou quase 20%) do que no cenário de referência. A diferença entre os cenários corresponde a cerca de metade da produção atual (2005) de energia elétrica no país. É de se esperar, portanto, significativas diferenças na composição da oferta. E será necessário considerar hipóteses diferentes na formulação das alternativas. A diferença é tal que se justifica reavaliar mesmo a hipótese de conservação de energia, reconhecendo-se, desde logo, que o atendimento a tal demanda exigirá esforços ainda maiores na área de eficiência energética.

O Cenário A de evolução da economia e da demanda de energia elétrica apresenta, em termos quantitativos, as seguintes características gerais, pelo lado da demanda:

▪ Consumo final total (exclusive setor energético)	1.243,8 TWh
▪ Autoprodução	116,3 TWh
▪ Consumo do setor energético	46,7 TWh
▪ Programa de conservação (induzido)	114 TWh
▪ Consumo a ser atendido pelo sistema elétrico	1.060,2 TWh

Nessas condições, em relação ao cenário de referência, é de se esperar uma necessidade de expansão do parque gerador do sistema elétrico entre 18.000 e 24.000 MW, dependendo da composição de fontes de geração.

Na formulação das alternativas para avaliação desse caso foram adotados os mesmos procedimentos e metodologia aplicados no cenário de referência, com exceção do tratamento conferido

às hidrelétricas. O montante de demanda adicional a ser atendida sugere uma utilização maior do potencial hidrelétrico, além daquele definido pela análise dos condicionantes ambientais. Significa admitir a consideração, no horizonte do estudo, de parte do potencial classificado como de maior complexidade ambiental. De forma a avaliar o efeito de restrições ao aproveitamento desse potencial, consideraram-se então duas situações distintas, caracterizadas, genericamente, pela dimensão da potência hidrelétrica "oferecida" ao modelo. No "Caso 1", admitiu-se a possibilidade de aproveitamento maior do potencial hidrelétrico. No "Caso 2", foram admitidas restrições a um maior aproveitamento do potencial hidrelétrico<sup>65</sup>. A potência nuclear no primeiro caso foi limitada a 6.000 MW e no segundo a 8.000 MW. Em qualquer caso, admitiu-se um acréscimo de 2.000 MW no aproveitamento do potencial de PCH.

Nessas condições, as alternativas consideradas para a expansão da oferta de energia elétrica no período 2015–2030 são as resumidas na Tabela 6.30. Os resultados obtidos, em termos da expansão da geração, são apresentados na Tabela 6.31.

**Tabela 6.30: Alternativas para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015–2030 (MW)**

FONTE	CASO 1		CASO 2	
	ACRÉSCIMO MÁXIMO		ACRÉSCIMO MÁXIMO	
	NO PERÍODO	$\Delta$ s/ REF. <sup>1</sup>	NO PERÍODO	$\Delta$ s/ REF. <sup>1</sup>
<b>Hidrelétricas</b>	<b>73.400</b>	<b>12.100</b>	<b>69.900</b>	<b>8.600</b>
Grande porte <sup>2</sup>	73.400	12.100	69.900	8.600
<b>Térmicas</b>	<b>35.000</b>	<b>5.000</b>	<b>37.000</b>	<b>7.000</b>
Gás natural	20.000	5.000	20.000	5.000
Nuclear	6.000	0	8.000	2.000
Carvão <sup>3</sup>	9.000	0	9.000	0
Outras	0	0	- <sup>4</sup>	- <sup>4</sup>
<b>Alternativas</b>	<b>17.350</b>	<b>2.000</b>	<b>17.350</b>	<b>2.000</b>
PCH	8.000	2.000	8.000	2.000
Centrais eólicas	3.300	0	3.300	0
Biomassa da cana	4.750	0	4.750	0
Resíduos urbanos	1.300	0	1.300	0
<b>TOTAL</b>	<b>125.750</b>	<b>19.100</b>	<b>124.250</b>	<b>17.600</b>

<sup>1</sup>Em relação às alternativas formuladas para o cenário de referência; <sup>2</sup>Inclui hidrelétricas binacionais; <sup>3</sup>Inclui carvão importado; <sup>4</sup>Valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga dos sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional).

Elaboração: EPE

<sup>65</sup> Em qualquer caso, o potencial hidrelétrico adicional considerado está localizado, basicamente, na região Norte do país, mais especificamente nas bacias do Madeira, Tapajós e Xingu e na margem direita do rio Amazonas.

**Tabela 6.31: Sensibilidade à Demanda Final**  
**Expansão Adicional da Oferta (Geração) 2015-2030**  
**(MW)**

FONTE DE GERAÇÃO	CASO 1		CASO 2	
	TOTAL	$\Delta$ s/ ref. <sup>1</sup>	TOTAL	$\Delta$ s/ ref. <sup>1</sup>
Hidrelétrica	67.500	10.200	64.700	7.400
Térmica a gás natural	15.500	7.500	13.500	5.500
Térmica a carvão mineral	4.000	500	5.500	2.000
Centrais nucleares	6.000	2.000	8.000	4.000
PCH	8.000	2.000	8.000	2.000
Outras alternativas <sup>2</sup>	9.350	0	9.350	0
<b>TOTAL</b>	<b>110.350</b>	<b>22.200</b>	<b>109.050</b>	<b>20.900</b>

<sup>1</sup>Acréscimo em relação à expansão no cenário de referência; <sup>2</sup>Inclui centrais eólicas, biomassa da cana e resíduos urbanos.

Elaboração: EPE

Em relação a esses resultados cabe observar:

- A diferença da potência adicional em cada caso é atribuída à composição da expansão da oferta: térmicas de base tendem a apresentar fator de capacidade mais elevado, reduzindo o acréscimo final de potência para uma mesma quantidade de energia ofertada (no limite, entretanto, investigações quanto à necessidade de instalação de usinas de ponta devem ser desenvolvidas com vistas ao atendimento da demanda no horário de carga máxima do sistema; nessa situação usinas hidrelétricas reversíveis poderão encontrar justificativa econômica e energética);
- Abstraindo-se da questão da complexidade ambiental, há ainda um potencial hidrelétrico importante a aproveitar, embora essa indicação esteja condicionada a um necessário aprofundamento do conhecimento a cerca desses recursos;
- Um maior aproveitamento do potencial hidrelétrico favorece a competitividade da geração termelétrica a gás natural, ou, por extensão, de toda fonte térmica que ofereça maior flexibilidade operativa: o binômio "hidráulica-térmica flexível" oferece condições de atendimento às necessidades de geração de base do sistema a custos competitivos;
- A expansão da geração térmica a carvão e de centrais nucleares ratifica a constatação da crescente necessidade de geração térmica de base, em face de restrições ao desenvolvimento do potencial hidrelétrico;
- Em relação ao cenário de referência, apenas no segmento de geração de energia elétrica, seriam demandados investimentos adicionais de US\$ 37 a US\$ 46 bilhões (casos 2 e 1, respectivamente).

Com relação à expansão das interligações, o modelo indicou, em ambos os casos, a mesma configuração final. A diferença fundamental está no carregamento das linhas (nível de utilização),

que é, naturalmente, menor no “Caso 2”, em razão da maior presença de térmicas atendendo regionalmente os mercados dos subsistemas.

Em relação ao cenário de referência, contudo, a demanda total de energia elétrica mais alta requer expansões adicionais nas interligações Madeira/Sudeste-Centro Oeste, Tapajós/Sudeste-Centro Oeste e Tapajós/Altamira, além da interligação Madeira-Manaus.

# 7

## Resultados Consolidados

### Evolução da Oferta Interna de Energia

- Demanda agregada
- Diversificação
- Participação das fontes renováveis
- Energia e desenvolvimento
- Eficiência energética global
- Dependência externa

### Resumo por Fonte

- Petróleo e derivados
- Gás natural
- Cana-de-açúcar
- Eletricidade

### Emissões de Gases de Efeito Estufa

### Investimentos

- Petróleo e derivados
- Gás natural
- Cana-de-açúcar
- Eletricidade
- Resumo

## 7.1 Evolução da Oferta Interna de Energia

### Demanda agregada

Ao longo de século XX o Brasil experimentou expressivo desenvolvimento econômico, que se refletiu na demanda de energia primária. Dentre os fatores que explicam tal crescimento alinham-se um importante processo de industrialização, inclusive com a instalação de plantas industriais energo-intensivas, e uma notável expansão demográfica, acompanhada de uma taxa de urbanização acelerada.

De fato, o país mudou muito ao longo desse período. A série histórica da evolução do consumo de energia e da população, considerando apenas as últimas décadas do século passado, indica que, em 1970, a oferta interna de energia era inferior a 70 milhões de tep enquanto a população atingia 93 milhões de habitantes. No ano 2005, a oferta interna de energia multiplicava-se por 3, alcançando 219 milhões de tep, e a população ultrapassava 184 milhões de habitantes.

Note-se, contudo, que o crescimento nesse período não foi uniforme. A taxa média anual de 3,5% oscilou entre 5,5% ao ano, entre 1970 e 1980, e 2,2% e 3,0% ao ano nas décadas seguintes, quando o crescimento apresentou volatilidade, como reflexo de crises macroeconômicas de natureza diversa. Importa ressaltar, porém, que mesmo nos períodos de taxas menores, os intervalos em que houve uma expansão mais vigorosa da economia sempre apresentaram expansão significativa do consumo de energia. É o caso dos períodos que se seguiram ao Plano Cruzado e ao Plano Real, por exemplo. Isso indica que em ambiente de maior crescimento econômico, deve se esperar maior crescimento da demanda de energia.

**238**

Em conformidade com os cenários macroeconômicos formulados, os estudos do PNE 2030 sinalizam, para os próximos 25 anos, ainda um forte crescimento na demanda de energia primária no Brasil. Estima-se que a oferta interna de energia cresça a 5,0% ao ano entre 2005–2010. Nos anos subsequentes, entretanto, projeta-se crescimento menor, de 3,6% e 3,4% ao ano nos períodos entre 2010–2020 e 2020–2030, justificado, principalmente, por uma maior eficiência energética, tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta. A Tabela 7.1 resume a projeção da oferta interna de energia no horizonte do PNE 2030.

### Diversificação

Vale assinalar, ainda, que os estudos apontam para uma maior diversificação da matriz energética brasileira. De fato, pode-se perceber uma tendência clara nessa direção: em 1970, apenas dois energéticos (petróleo e lenha), respondiam 78% do consumo de energia; em 2000, eram três os energéticos que explicavam 74% do consumo (além dos dois já citados, mais a energia hidráulica); para 2030, projeta-se uma situação em que quatro energéticos serão necessários para explicar 77% do consumo: além do petróleo e da energia hidráulica, entram em cena a cana-de-açúcar e o gás natural, e reduz-se a importância relativa da lenha. A Figura 7.1 ilustra o exposto.

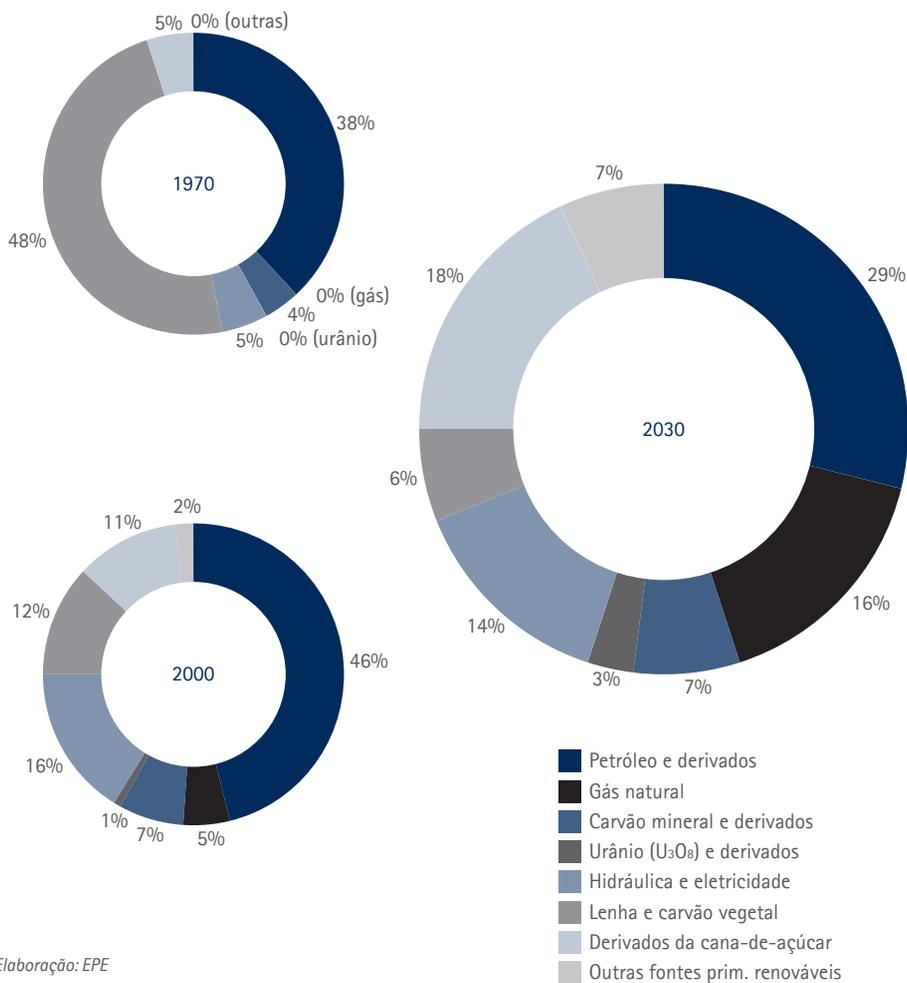
Tabela 7.1: Projeção da Oferta Interna de Energia

(milhares de tep)	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
<b>Energia não renovável</b>	<b>121.350</b>	<b>159.010</b>	<b>221.042</b>	<b>307.326</b>
Petróleo e derivados	84.553	97.025	124.171	165.447
Gás natural	20.526	37.335	56.693	86.531
Carvão mineral e derivados	13.721	20.014	30.202	38.404
Urânio (U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> ) e derivados	2.549	4.635	9.976	16.944
<b>Energia renovável</b>	<b>97.314</b>	<b>119.955</b>	<b>175.369</b>	<b>248.507</b>
Hidráulica e eletricidade	32.379	37.800	54.551	75.067
Lenha e carvão vegetal	28.468	28.151	28.069	30.693
Cana-de-açúcar e derivados	30.147	39.227	67.439	101.726
Outras fontes primárias renováveis	6.320	14.718	25.300	41.021
<b>TOTAL</b>	<b>218.663</b>	<b>278.965</b>	<b>396.412</b>	<b>555.833</b>

<sup>1</sup> Dados realizados.

Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2005).

Figura 7.1: Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia

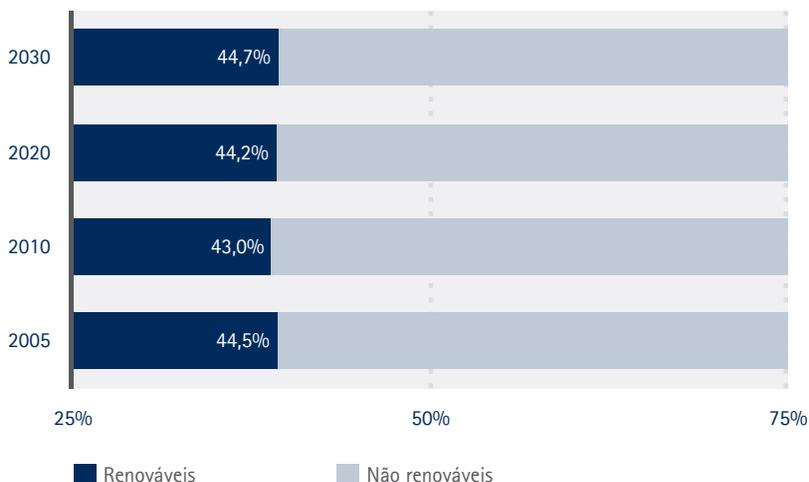


Elaboração: EPE

### Participação das fontes renováveis

Outro ponto que merece destaque é a reversão na tendência de redução da participação das fontes de energia renovável na matriz. Em 1970, essa participação era superior a 58%, em razão da predominância da lenha. Com a introdução de energéticos mais eficientes, deslocando principalmente esse energético, tal participação caiu para 53% no ano 2000, chegando a 44,5% em 2005. Essa tendência deve se manter nos próximos anos, porém, o PNE indica a possibilidade de reversão a partir de 2010, como mostrado na Figura 7.2.

Figura 7.2: Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira



Elaboração: EPE

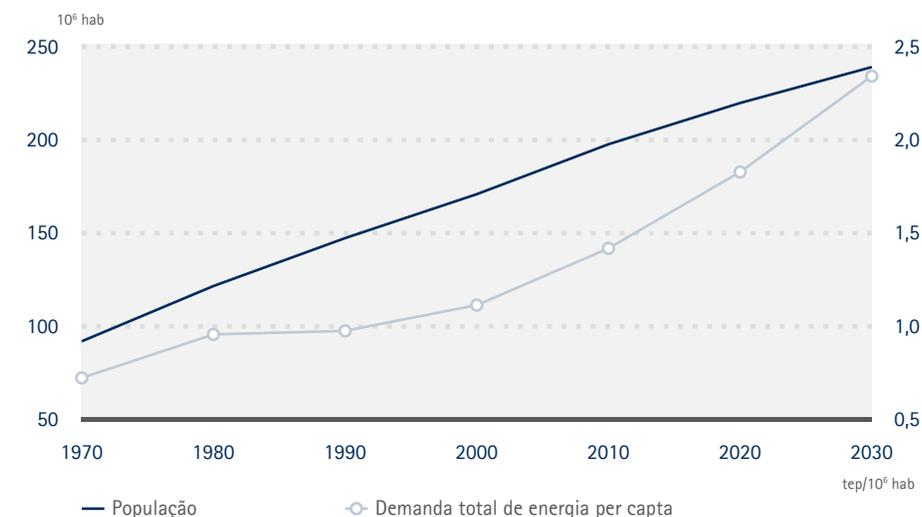
## Energia e desenvolvimento

O uso de energia no Brasil começou a apresentar incrementos elevados a partir do término da 2ª Guerra Mundial, impulsionado pelo expressivo crescimento demográfico, por uma urbanização acelerada, pelo processo de industrialização e pela construção de uma infra-estrutura de transporte rodoviário de característica energia-intensiva. Entre 1940 e 1950, para uma população de cerca de 41 milhões de habitantes, dos quais 69% se concentravam no meio rural, o consumo brasileiro de energia primária era de apenas 15 milhões de tep. Trinta anos depois, em 1970, para uma população de mais de 93 milhões de habitantes, o consumo de energia primária já se aproximava de 70 milhões de tep, valor quatro vezes maior. Mais trinta anos passados, no ano 2000, a população era quase o dobro, ultrapassando 170 milhões de habitantes, e o consumo de energia se elevava a cerca de 190 milhões de tep, ou seja, um crescimento de quase três vezes.

Contudo, o consumo per capita de energia brasileiro sempre se houve muito baixo. O crescimento da renda nacional e sua redistribuição deverão influir no sentido de que o consumo por habitante aumente. O cenário traçado para 2030 estima, para uma população de mais de 238 milhões de habitantes, uma demanda total de energia primária (oferta interna de energia) de cerca de 555 milhões de tep. A demanda per capita (tep/10<sup>6</sup> habitantes) evolui, nessas condições, de 1,19 (2005) para 2,33 (2030), como indicado na Figura 7.3.

Mas, a despeito desse crescimento, deve-se reconhecer que o consumo per capita de energia brasileiro ainda se mostrará reduzido, especialmente quando comparado a países desenvolvidos.

Figura 7.3: População e Demanda de energia per capita



Elaboração: EPE

## Eficiência energética global

242

Em um cenário de crescimento econômico sustentado, é de esperar um grande aumento da demanda global de energia. Nessas condições, a estratégia de expansão da oferta de energia deve considerar, como diretriz, iniciativas na direção do uso mais eficiente da energia.

Uma medida dinâmica dessa eficiência é dada pela evolução do conteúdo energético do PIB. Entre 1970 e 1980, houve uma redução drástica desse parâmetro, indicando que o produto nacional aumentou com menor uso relativo de energia. Nesse período, o elemento chave dessa dinâmica foi a substituição de energéticos menos eficientes (lenha) por outros mais eficientes (derivados do petróleo e eletricidade). Nos períodos subsequentes, houve aumento da intensidade energética, o que encontra respaldo no estágio de desenvolvimento econômico do país, em especial de sua indústria.

Nos primeiros anos do horizonte de projeção, componentes inerciais da oferta e da demanda de energia explicam porque esse indicador ainda cresce<sup>66</sup>. A tendência só é revertida ao longo do horizonte do estudo, na medida em que ações de eficiência energética produzam resultados mais efetivos. A trajetória percorrida evidencia o que se chama de efeito colina. Nessas condições, no Cenário B1, o conteúdo energético do PIB, em 2030, será aproximadamente igual ao de 1990, porém a economia será quatro vezes maior. Conforme indicado na Tabela 7.2 e na Figura 7.4, a despeito do crescimento do PIB, a intensidade energética (tep/10<sup>3</sup> US\$ [2005]) cai de 0,275, em 2005, para 0,261, ao final do período.

<sup>66</sup> Por exemplo, decisões de investimentos em indústrias com perfil energia-intensivo e dinâmica de reposição tecnológica insuficiente para afetar significativamente a eficiência global no uso de energia.

**Tabela 7.2: Projeção da Oferta Interna de Energia**  
(milhares de tep)

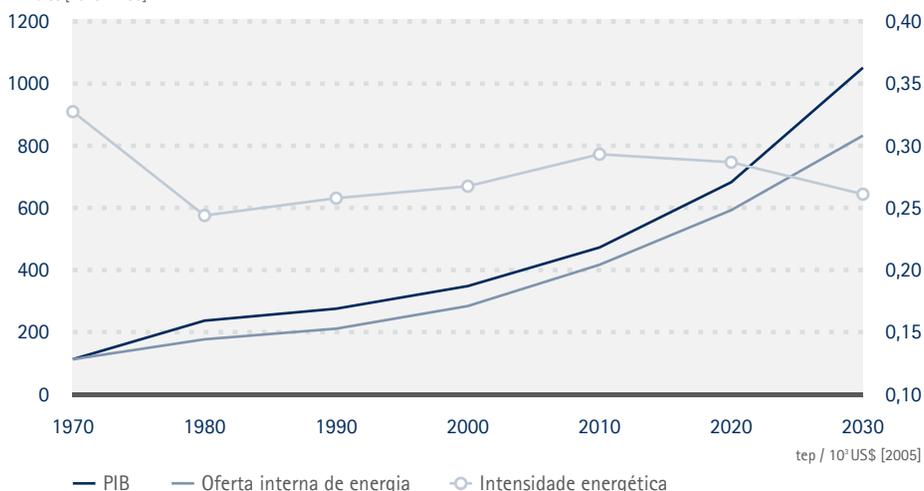
	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Oferta interna de energia (10 <sup>3</sup> tep)	218.663	278.965	396.412	555.833
PIB (10 <sup>9</sup> US\$ [2005])	796,3	955,8	1.377,4	2.133,2
Intensidade energética (tep/10 <sup>3</sup> US\$)	0,275	0,292	0,288	0,261

<sup>1</sup>Dados realizados.

Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2006). Elaboração: EPE

**Figura 7.4: Evolução da Intensidade Energética**  
(com base na oferta interna de energia)

nº índice [1970 = 100]



Elaboração: EPE

### Dependência externa

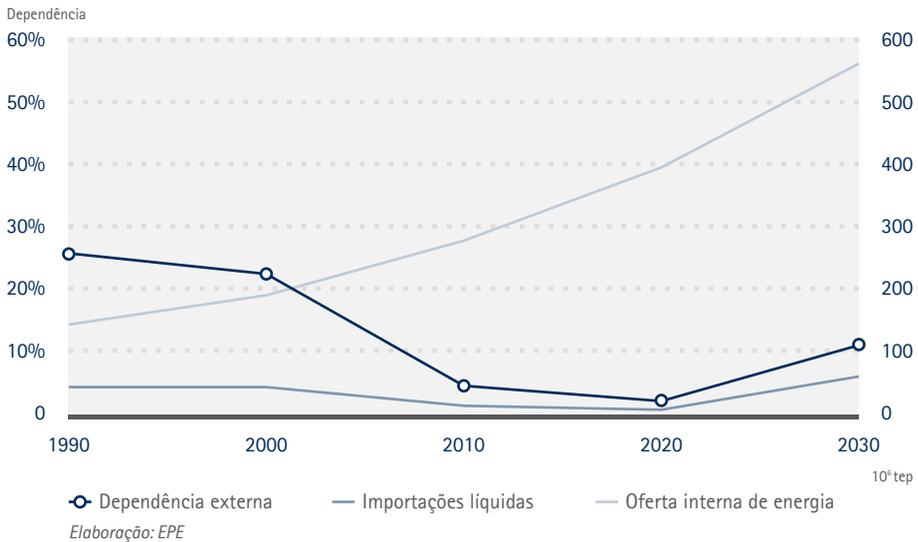
A dependência externa, definida como a relação entre a demanda interna de energia (inclusive perdas de transformação, distribuição e armazenagem) e a produção interna de energia, mantém trajetória decrescente ao longo dos primeiros 15 anos do horizonte de projeção, revertendo essa tendência ao final do período como resultado do crescimento da demanda, associado à expansão da economia, e das hipóteses sobre a evolução das reservas e produção de petróleo e gás natural. Ainda assim, não ultrapassa 11%.

A redução da dependência externa no final do período depende das hipóteses de crescimento da produção doméstica de petróleo e gás, que, conservadoramente, foram mantidas constantes após atingir um valor máximo definido pelas reservas provadas atuais e das expectativas com relação aos campos licitados pela ANP até a 7ª rodada.

Destaque-se, no período, uma importação transitória de urânio e derivados, reflexo de descompasso entre a expansão do parque nuclear e a capacidade de produção doméstica do combustível nuclear. Destaque-se, ainda, o aumento continuado de carvão, para atendimento à demanda industrial (expansão do parque siderúrgico) e a redução, no final do horizonte, das disponibilidades de etanol para exportação em função do crescimento do consumo doméstico.

A Figura 7.5 mostra a evolução da dependência externa de energia do Brasil.

Figura 7.5: Brasil. Evolução da Dependência Externa de Energia



## 7.2 Resumo por Fonte

### Petróleo e Derivados

Como reflexo da política continuada de investimento em exploração e produção, estima-se que a produção de petróleo atinja 2,96 milhões de barris por dia em 2020 e mantenha-se nesse patamar até o fim do horizonte de estudo. Prevê-se que a produção de derivados de petróleo atinja 3,66 milhões de barris por dia, em razão da expansão da capacidade de refino, necessária para atender à demanda doméstica.

O consumo de petróleo segue trajetória de crescimento, acompanhando as condicionantes do cenário macroeconômico (Cenário B1). Ressalta-se que ao longo do período poderá haver superávit no balanço produção-consumo de petróleo.

O balanço de produção e consumo de derivados de petróleo mostra alterações importantes em relação à situação atual. No caso do óleo diesel, a expansão do refino, com perfis que privilegiam a produção de derivados leves e médios, e a expansão da oferta biodiesel, tornam o balanço

superavitário ao longo do período de estudo. Ainda no caso do diesel, destaque-se a produção a partir de óleos vegetais (H-Bio), que contribui para a redução da demanda de óleo cru.

Em razão da presença do etanol e do aumento da frota de automóveis "flex fuel", a gasolina mantém o balanço superavitário que apresenta hoje, embora o crescimento do consumo indique uma tendência de reversão desse quadro nos últimos anos do horizonte de análise.

No caso do GLP, a expansão do refino modifica a situação atual (o país é importador), equilibrando o balanço produção-consumo, com pequenos superávits. A produção de GLP tende a pressionar menos a demanda de óleo cru com a utilização de líquidos de gás natural.

Os principais derivados (óleo diesel, gasolina e GLP) ganham participação na matriz de consumo de derivados, em detrimento do óleo combustível e da nafta, em decorrência, principalmente, da substituição destes por gás natural, na indústria em geral (óleo combustível) e na química e petroquímica, em particular (nafta).

Embora mantenham posição de liderança entre as fontes, em 2030, petróleo e seus derivados representarão cerca de 30% da Matriz Energética Brasileira, perdendo 8,9 pontos percentuais em relação à situação de hoje (2005), acentuando a tendência que se verifica nos últimos anos.

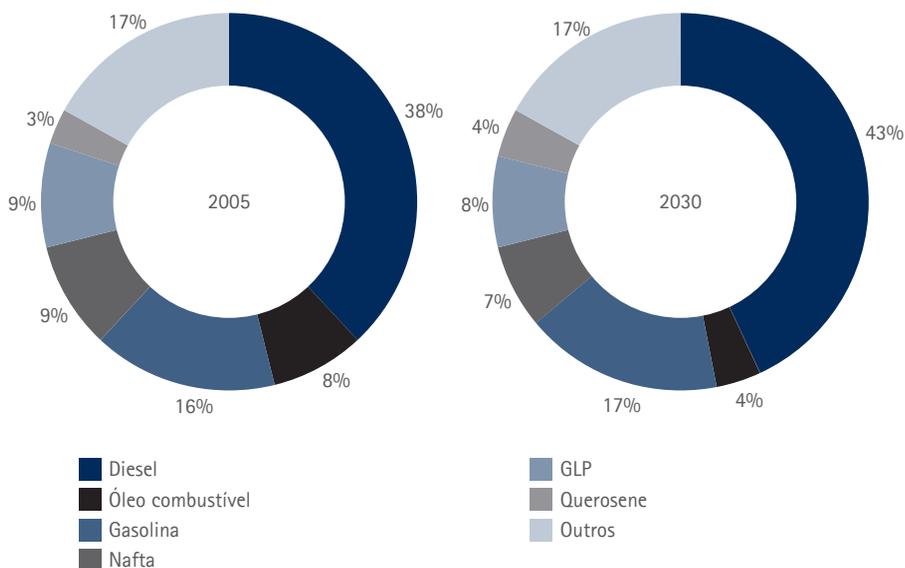
A Tabela 7.3 resume os principais indicadores relacionados à evolução da produção e consumo de petróleo e derivados. A Figura 7.6 apresenta a estrutura do consumo de derivados em 2005 e no ano horizonte.

**Tabela 7.3: Petróleo e Derivados: Indicadores Selecionados**  
(milhares de barris por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção de petróleo <sup>1</sup>	1.632	2.270	2.960	2.960
Produção de derivados <sup>2</sup>	1.742	1.898	2.727	3.662
Imp./Exp. líquida de petróleo	68	-515	-431	-36
Importações líquidas de derivados	-63	100	-124	280
Consumo de derivados <sup>3</sup>	1.347	1.679	2.189	3.059
Consumo de óleo diesel <sup>4</sup>	627	822	1.117	1.575
Consumo de gasolina	264	291	391	630
Consumo de GLP	137	163	223	282
Reservas de petróleo <sup>5</sup>	11.775	14.910	19.450	19.450
Capacidade nominal de refino	1.916	2.127	3.139	3.640

<sup>1</sup>Não inclui líquidos de gás natural. <sup>2</sup>Inclui líquidos de gás natural. <sup>3</sup>Corresponde ao consumo da gasolina, nafta, GLP, óleo diesel, querosene e óleo combustível; exclui outras secundárias de petróleo e produtos não-energéticos do petróleo. <sup>4</sup>Inclui H-Bio e biodiesel. <sup>5</sup>Considera R/P= 18; em bilhões de barris  
Elaboração: EPE

Figura 7.6: Estrutura do Consumo de Derivados de Petróleo



Elaboração: EPE

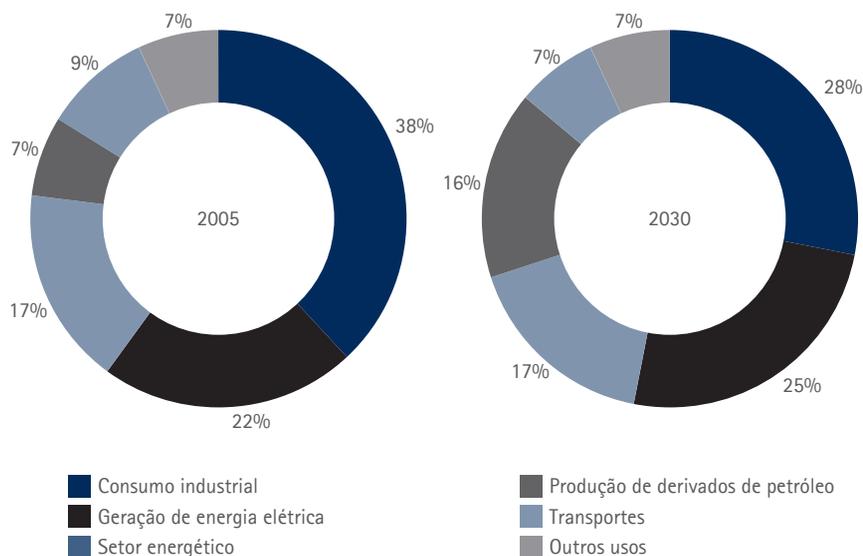
## Gás Natural

A continuidade dos investimentos em exploração e produção permite elevar a produção além de 250 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2030, o que significa uma expansão ao ritmo médio de 6,3% ao ano ao longo do horizonte (2005–2030). Ainda assim, o crescimento da demanda no longo prazo *vis-à-vis* essas perspectivas de produção nacional sinaliza a necessidade de complementação da oferta de gás natural no país através da importação de mais de 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2030. Isso significa ampliar em 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia a capacidade de importação atual (30 milhões de m<sup>3</sup>/dia no gasoduto Bolívia-Brasil). Considerada a importação planejada de GNL – capacidade de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2009 –, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

O setor industrial permanecerá como principal consumidor do gás natural, em processo continuado de substituição do óleo combustível. Na geração de energia elétrica, a demanda por gás, de 76 milhões de m<sup>3</sup>/dia, poderá ser acrescida de 35 a 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia, na hipótese de despacho continuado das termelétricas em carga máxima. Nessas condições, o volume de importação acima indicado pode ser maior. A estratégia poderia ser tratar a disponibilidade de GNL como um “pulmão” desse mercado (eventuais excedentes poderiam ser exportados) e, em complemento, equacionar uma importação adicional (em relação a 2005) de pelo menos 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia por gasodutos.

Na Figura 7.7 pode-se ver a evolução da estrutura do consumo de gás e na Tabela 7.4 são apresentados os principais indicadores do balanço do gás natural. Como resultado, o gás natural ganha, de forma expressiva, participação na Matriz Energética Brasileira, passando de pouco mais de 9% em 2005 para mais de 15% em 2030.

Figura 7.7: Estrutura do Consumo de Gás Natural



Elaboração: EPE

Tabela 7.4: Gás Natural: Indicadores Seleccionados (milhões de m<sup>3</sup> por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção	55	94	169	252
Perdas e reinjeção	15	26	38	54
Importação	25	47	46	72
Disponibilidade interna total	64	116	177	269
Produção de derivados de petróleo	3,9	13,4	22,2	42,1
Geração de energia elétrica <sup>1</sup>	12,5	38,3	43,4	65,9
Consumo na indústria	22,5	31,6	51,8	75,9
Reservas <sup>2</sup>	306	595	1.110	1.654
Capacidade de processamento	47	64	104	154

<sup>1</sup>Considera despacho médio das usinas térmicas, conforme estudos da expansão da oferta de eletricidade. <sup>2</sup>Considera R/P = 18; em bilhões de metros cúbicos  
Elaboração: EPE

### Cana-de-açúcar

Em um cenário macroeconômico de aproveitamento das potencialidades nacionais em meio a um ambiente externo favorável (Cenário B1), a competitividade da cana-de-açúcar para fins energéticos é o principal elemento que justifica a expansão expressiva da produção de etanol,

inclusive com excedentes exportáveis. Nesse contexto, há um aumento da produção dos demais derivados da cana-de-açúcar, em especial da biomassa destinada à geração de energia elétrica. Destaque-se, ainda, que, ao longo do horizonte, parte da biomassa produzida é destinada à produção do etanol, pelo processo da hidrólise.

No final do horizonte, há uma redução da disponibilidade de etanol para exportação em decorrência do crescimento do consumo interno de energia no setor transportes em face, principalmente, do aumento da frota de veículos leves *flex fuel*. Ainda contribuem para essa redução eventuais limitações que possam surgir a uma maior expansão da área ocupada com a cultura da cana. O uso mais intenso do etanol como combustível automotivo reduz a demanda de gasolina, aliviando pressões sobre a demanda e o refino de petróleo.

Nessas condições, em 2030, a cana e seus derivados passam a ser a segunda fonte de energia mais importante da Matriz Energética Brasileira, com 18,5% de participação (em 2005, 13,8%), inferior apenas à participação do petróleo e derivados. A Tabela 7.5 resume os principais indicadores do balanço da cana para fins energéticos.

**Tabela 7.5: Produtos da Cana-de-açúcar: Indicadores Selecionados**

	2005	2010	2020	2030
<b>Etanol (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,4	14,2	11,5
Consumo em transportes	13,3	18,6	32,4	53,3
<b>Energia primária (10<sup>6</sup> t)</b>				
Produção de caldo de cana <sup>1</sup>	97,9	145,9	265,2	344,2
Produção de melão <sup>1</sup>	12,5	18,8	33,5	42,3
Produção de biomassa <sup>2</sup>	106,5	136,3	245,0	367,4
<b>Cana-de-açúcar</b>				
Produção (10 <sup>6</sup> t)	431	518	849	1.140
Área plantada (10 <sup>6</sup> ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
Produtividade (t/ha)	77,0	77,3	80,1	82,0

<sup>1</sup>Processado nas destilarias para produção de etanol. <sup>2</sup>Inclui bagaço e recuperação da palha: biomassa em base úmida.

Elaboração: EPE

## Eletricidade

O consumo total de energia elétrica, em 2030, é estimado em 1.085,7 TWh, o que significa uma expansão de 4,3% ao ano desde 2005. Note-se que a estratégia para atendimento dessa demanda contempla iniciativas na área de eficiência energética (adicionais a um progresso autônomo intrinsecamente considerado nas projeções), que “supririam” uma parcela, cerca de 5%, dessa

demanda. Assim, o requisito de produção seria de 1.153,6 TWh. A Tabela 7.6 resume os principais indicadores relativos ao balanço da eletricidade.

Do lado da oferta, destaca-se a redução das perdas totais, que se admitem reduzidas, em 2030, para 13,8%.

A energia hidráulica segue mantendo a liderança entre as fontes de produção, porém, sua participação cai da elevada proporção atual (mais de 90% em 2005) para pouco mais de 70% (considerando que grande parte da importação é de origem hidrelétrica: Itaipu e outras binacionais). Em contrapartida, a geração térmica convencional (nuclear, gás natural e carvão mineral) expande sua participação de 7% para cerca de 15%. As fontes renováveis (ou não convencionais) não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também experimentam crescimento expressivo, passando a responder por mais de 4% da oferta interna de eletricidade.

Todas as formas de geração térmica expandem-se mais de cinco vezes no período, aumentando o nível de emissões de gases na geração de energia elétrica. Essa é uma consequência natural de eventuais restrições que possam ocorrer ao desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro, não obstante a expansão que se possa admitir no parque gerador a partir de outras fontes renováveis.

Do lado da demanda, além das iniciativas de incremento da eficiência energética, observa-se que o setor industrial segue como principal segmento do consumo (42% em 2030), mas é digno de registro o crescimento do setor terciário (quase 25% do consumo, em 2030) e do setor residencial (em torno de 26%), refletindo as hipóteses de crescimento do nível de renda e da melhoria de sua distribuição, não obstante os avanços que possam ser obtidos na aérea de eficiência energética. Explica, em parte, esse comportamento o baixo nível de consumo per capita atual. É evidência disso o índice de consumo de eletricidade residencial per capita: em 2005, esse indicador é de apenas 38 kWh/mês/habitante. Em 2030, estima-se que possa chegar a 99 kWh/mês/habitante, que é, ainda, um valor bastante inferior aos parâmetros internacionais.

Nas Figuras 7.8 e 7.9 pode-se observar a evolução da estrutura da oferta e do consumo de eletricidade entre 2005 e 2030.

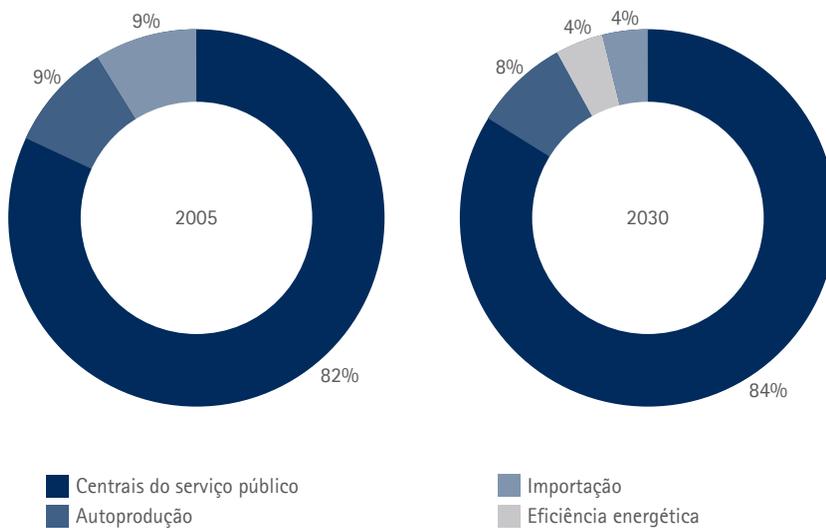
Tabela 7.6: Eletricidade: Indicadores Seleccionados

(TWh)	2005	2010	2020	2030
<b>Balço geral</b>				
Oferta interna	441,9	574,7	829,0	1.197,6
Produção	402,9	535,9	785,0	1.153,6
Importação líquida	39,0	38,7	43,9	43,9
Consumo total	375,2	488,8	709,3	1.032,7
Perdas	15,1%	15,0%	14,5%	13,8%
<b>Produção<sup>1</sup></b>				
Centrais de serviço público	363,1	496,0	719,3	1.055,8
Hidráulica	325,1	395,0	585,7	817,6
Nuclear	9,9	15,0	30,5	51,6
Carvão mineral	6,1	13,0	15,6	31,4
Gás natural	13,9	58,4	61,5	92,1
Biomassa da cana	0	1,1	14,6	33,5
Centrais eólicas	0,09	3,6	5,0	10,3
Resíduos urbanos	0	0	1,0	6,8
Outras fontes	8,2	9,9	5,4	12,5
Autoprodução	39,8	39,9	65,7	97,8
<b>Consumo<sup>2</sup></b>				
Programa de conservação <sup>3</sup>	0	0	-12,2	-53,3
Setor energético	13,5	20,2	28,3	41,6
Residencial	83,2	105,3	169,1	283,3
Industrial	175,4	237,0	338,3	455,5
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3
Outros <sup>4</sup>	16,9	19,0	26,1	38,3

<sup>1</sup>A partir de 2010, a autoprodução transportada (geração hidrelétrica despachada centralizadamente) está incluída na produção das centrais elétricas de serviço público. <sup>2</sup>A projeção do consumo inclui o progresso autônomo da conservação de energia elétrica. <sup>3</sup>Programa de conservação induzido 4/ inclui transportes e agropecuária.

Elaboração: EPE

Figura 7.8: Estrutura da Oferta de Eletricidade



**CENTRAIS DO SERVIÇO PÚBLICO**

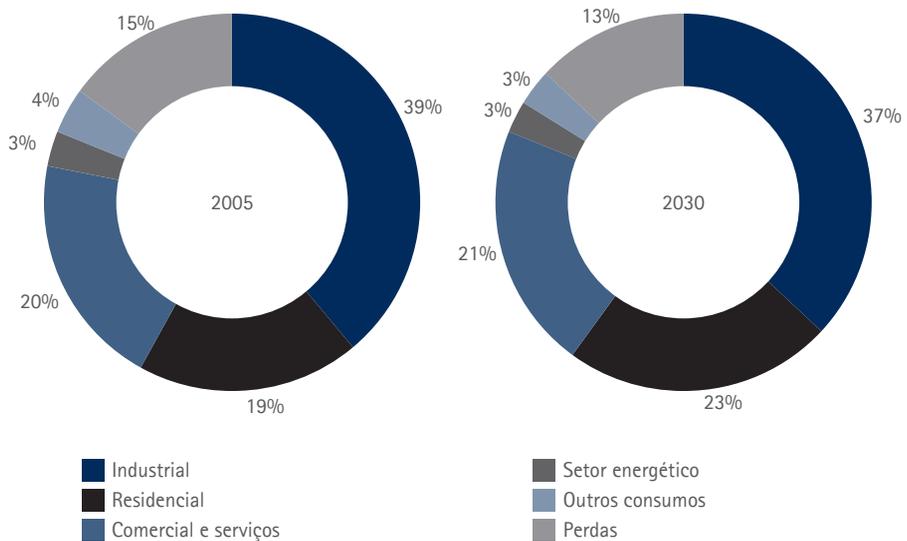
Térmicas a gás natural	3,8%
Térmicas a carvão	1,7%
Centrais eólicas	0,2%
Outras centrais térmicas	2,0%

**CENTRAIS DO SERVIÇO PÚBLICO**

Térmicas a gás natural	8,7%
Térmicas a carvão	3,0%
Centrais eólicas	1,0%
Outras centrais térmicas	1,2%

Elaboração: EPE

Figura 7.9: Estrutura do Consumo de Eletricidade



Elaboração: EPE

252

A estratégia de atendimento à demanda contemplou a execução de um programa de ações e iniciativas na área de eficiência energética tal que pudesse “retirar” do mercado algo como 53 TWh em 2030. Trata-se de uma conservação adicional àquela intrinsecamente considerada nas projeções de demanda. A hipótese de frustração dessa conservação adicional significa admitir, por consequência, uma expansão maior da oferta, quantificada em 6.400 MW. Tem em vista as limitações à expansão hidrelétrica dadas pela classificação socioambiental considerada para o potencial hídrico, essa oferta adicional seria basicamente constituída por termelétricas (94%, ou 6.000 MW).

A estratégia para o atendimento em um cenário alternativo, mais alto, de demanda (Cenário A1), envolveria uma expansão adicional não só do programa de conservação, como também do parque gerador, inclusive com maior utilização do potencial hidrelétrico, isto é, além daquele definido pela análise dos condicionantes ambientais. Significa admitir a consideração, nesse caso, de parte do potencial classificado como de maior complexidade ambiental. A potência adicional total requerida seria de 20.900 a 22.200 MW, dependendo da extensão da utilização do potencial hidrelétrico. A expansão termelétrica corresponderia a 45 a 55% da potência adicional requerida. Em relação ao cenário de referência, apenas no segmento de geração de energia elétrica, seriam demandados investimentos adicionais de US\$ 37 a US\$ 46 bilhões.

Essas análises de sensibilidade ratificam a tendência de que, a longo prazo, o sistema elétrico passa a demandar termelétricas tipicamente de base, ainda que, abstraindo-se da questão da complexidade ambiental, haja um potencial hidrelétrico importante a aproveitar.

## 7.3 Emissões de Gases de Efeito Estufa

A emissão de gases de efeito estufa torna-se, a cada dia, uma questão das mais relevantes diante da crescente preocupação mundial com as mudanças globais do clima, especialmente o aquecimento do planeta. Nesse aspecto, o Brasil tem-se destacado por apresentar reduzidos índices de emissão comparativamente ao resto do mundo. Basicamente, isto se deve ao elevado percentual de participação de fontes renováveis de energia na matriz energética brasileira<sup>67</sup>, que, em 2005, foram responsáveis por 44,5% da oferta interna de energia no país.

No horizonte de longo prazo, aspectos como o nível de crescimento da economia e a estrutura de expansão do consumo de energia exercem papel fundamental na evolução futura das emissões de CO<sub>2</sub>. Como destacado anteriormente, prevê-se forte crescimento na evolução do consumo total de energia primária no Brasil. Nos primeiros anos este crescimento é capitaneado pelos condicionantes de curto prazo e pelo reflexo de decisões de investimento já tomadas. Nas décadas seguintes são os condicionantes inerentes do cenário econômico que determinam a evolução da demanda de energia. Não obstante essa forte expansão, a taxa de crescimento da demanda de energia é progressivamente menor.

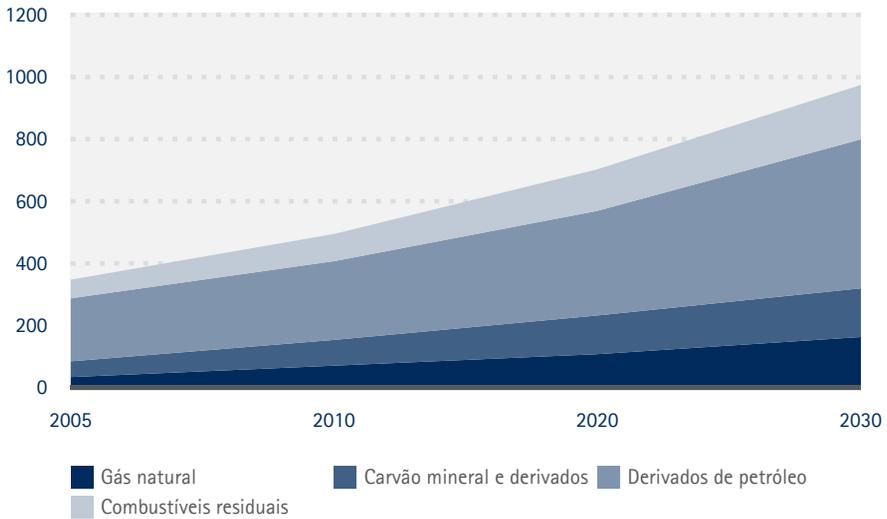
Ainda assim, mesmo considerando aumento da participação de fontes renováveis na matriz, o nível de emissões deverá se ampliar ao longo do horizonte do estudo. No total, projetam-se emissões de pouco mais de 970 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em 2030.

A evolução do perfil de consumo de energia primária implica em distintos ritmos de crescimento das emissões totais de CO<sub>2</sub>. Com efeito, às fontes renováveis de energia (derivados de cana-de-açúcar, lenha reflorestada e carvão vegetal) se associa contribuição (líquida) nula a essas emissões. Assim, como se pode observar na Figura 7.10, são os derivados de petróleo (óleo diesel de petróleo, gasolina, GLP e querosene), os maiores contribuintes para as emissões totais ao final do horizonte – cerca de 50% do total. A despeito de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expande sua contribuição para aproximadamente 17% do total em 2030, resultado da maior penetração na indústria, bem como para geração elétrica. A expansão da atividade siderúrgica no país e de plantas termelétricas a carvão, que levam a um aumento do consumo do carvão mineral e derivados, fazem com que esse energético passe a responder por cerca de 16% das emissões totais de CO<sub>2</sub> em 2030.

Do lado do consumo, o setor de transportes e a indústria são os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo (ver Figura 7.11). Observe-se que a geração elétrica apresenta a maior taxa de crescimento de emissões no período (25 anos), quase 7% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 6% em 2005 para mais de 10% em 2030.

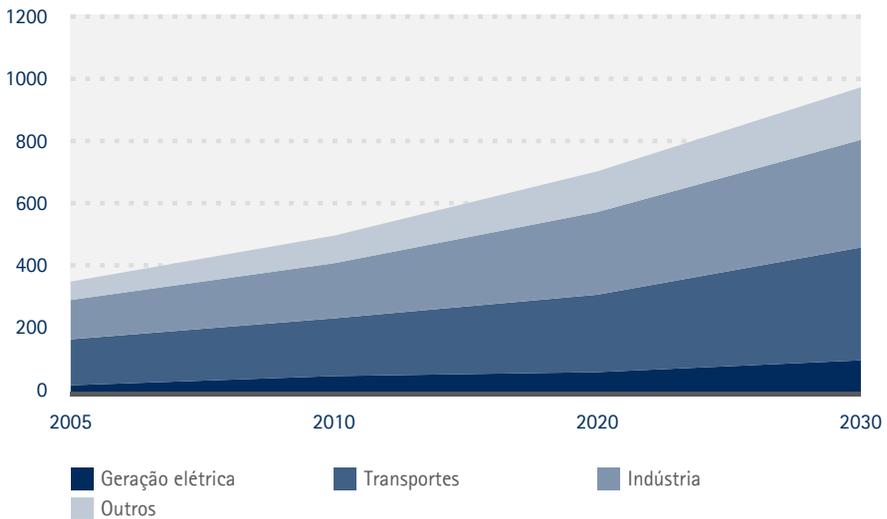
<sup>67</sup> Esta participação inclui a geração elétrica a partir da energia hidráulica, do bagaço de cana-de-açúcar e de centrais eólicas, o uso do álcool automotivo no setor de transportes e do carvão vegetal na siderurgia.

**Figura 7.10: Evolução das Emissões de CO<sub>2</sub> por Fonte**  
(milhões de toneladas anuais de CO<sub>2</sub>)



<sup>1</sup>Carvão mineral e derivados incluem gás de coqueria e coque de carvão mineral. <sup>2</sup>Os derivados de petróleo incluem: gasolina, óleo diesel, óleo combustível, GLP e querosene. <sup>3</sup>Combustíveis residuais incluem: outras fontes primárias e outras secundárias/alcatrão.  
Elaboração: EPE

**Figura 7.11: Evolução das Emissões de CO<sub>2</sub> por Setor**  
(milhões de toneladas anuais de CO<sub>2</sub>)

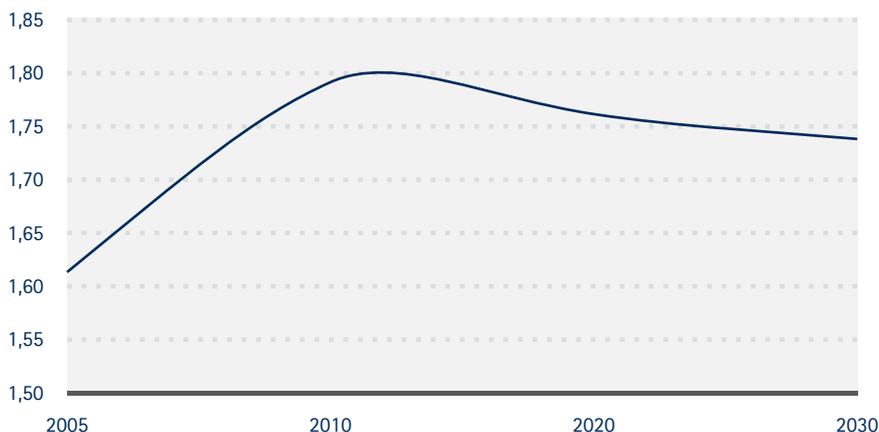


Elaboração: EPE

As emissões específicas, isto é, por unidade de energia consumida, crescem no início do período de estudo, porém, passado o efeito das condições iniciais e dos fatores inerciais que condicionam o comportamento da economia e da demanda de energia, passam a apresentar uma tendência declinante, como reflexo do aumento da participação de fontes renováveis (ver Figura 7.12). Nesse panorama, o índice de 1,62 tCO<sub>2</sub>/tep, calculado para 2005, evolui para 1,74 tCO<sub>2</sub>/tep no final do horizonte, passando por um valor máximo de 1,79 tCO<sub>2</sub>/tep. Apesar de 6,6% maior que o de 2005, o índice estimado para 2030 é, ainda, bastante inferior à média mundial atual, mesmo considerando as metas de redução propostas.

Isso não significa que se deva reduzir a importância dessa questão no caso brasileiro. O aumento do nível de emissões no curto prazo deve acender preocupações quanto a necessidade de serem incentivadas medidas e implementadas 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, a médio e longo prazo, esse desenvolvimento possa se fazer sem aumento do volume específico de emissões. O cenário aqui formulado demonstra que esse caminho é possível, mesmo sem grandes alterações estruturais. Naturalmente, esforços adicionais nessa direção podem induzir a reduções ainda maiores. Por exemplo, alterações estruturais na estrutura dos modais de transporte de carga, de modo a tornar eficiente esse serviço, são exemplo de ganhos possíveis na direção de reduzir o índice de emissões por unidade de energia consumida.

Figura 7.12: Evolução das Emissões Específicas de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>/tep, com base na Oferta Interna de Energia)



Elaboração: EPE

Por fim, cabe destacar que as estimativas de emissões aqui apresentadas consideram premissas quanto ao uso eficiente da energia (progresso autônomo e, no caso da eletricidade, também o progresso induzido) e a maior penetração de fontes renováveis de energia. Essas premissas refletem, em grande medida, políticas já definidas pelo governo brasileiro e medidas complementares na mesma direção. Entre políticas já definidas, são evidências o PROINFA, os programas de con-

servação (PROCEL e CONPET), o Programa Brasileiro de Etiquetagem, a Lei de Eficiência Energética, o Programa Nacional do Biodiesel, o Programa do Álcool, etc. Entre medidas complementares, alinham-se a ampliação dessas iniciativas, assim como de linhas de financiamento (algumas já existentes) favoráveis a essas formas de energia, incentivos à cogeração, etc. Isso significa que os resultados aqui apresentados não podem ser tomados, *per se*, como *proxy* do cenário básico das emissões do país no longo prazo, na medida em que já incorporam iniciativas que não podem prescindir de mecanismos que as estimulem ou garantam. Dito de outra forma, caso não fossem consideradas na estratégia de expansão da oferta de energia aqui cenarizada, o nível de emissões seria por certo muito mais elevado. Assim, se, para efeito de cálculo de emissões, o cenário aqui apresentado é tomado como *baseline* e, em razão disso, são prejudicados possíveis incentivos às opções renováveis ou de eficiência energética aqui consideradas, torna-se palpável o risco de que nem mesmo as previsões deste estudo possam ser atingidas.

## 7.4 Investimentos<sup>68</sup>

### Petróleo e derivados

Os principais itens do investimento demandado pela expansão da oferta de petróleo e derivados referem-se a duas grandes áreas de concentração de atividades e negócios, quais sejam: exploração e produção (E&P) e refino. Investimentos no abastecimento e na distribuição são, por suposto, relevantes, porém, são tipicamente dispersos e envolvem múltiplos agentes. A estimativa do esforço de investimento associado à expansão da oferta considerada neste PNE 2030 foi restringida aqui apenas à E&P e ao refino.

Com relação à E&P, tomou-se como referência o índice calculado pela razão entre o CAPEX (*capital expenditure*) e a correspondente produção de óleo cru de diversas companhias petrolíferas, tendo por base valores projetados para o período 2005–2008<sup>69</sup> (ver Figura 7.13). A média para 15 companhias é de 13,7 US\$/bbl.

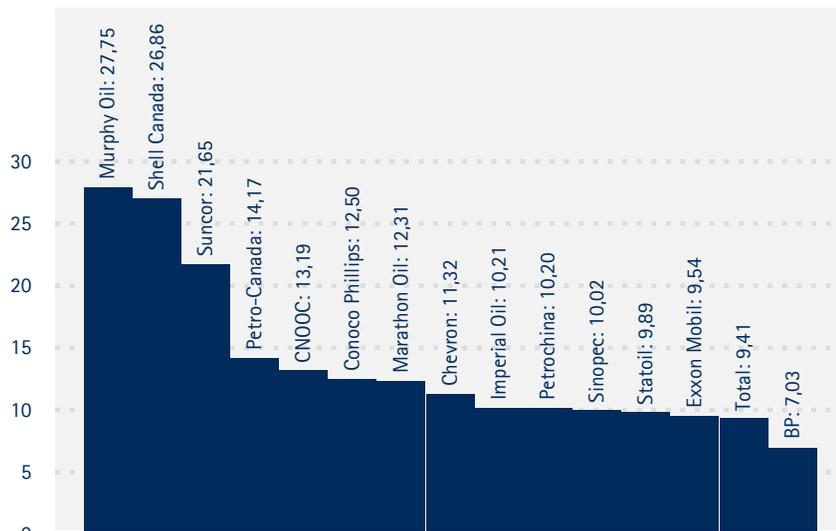
O valor de 13,7 US\$/bbl é maior do que o índice que pode ser inferido do Plano de Negócios 2007–2011 da Petrobras. Sua adoção poderia sugerir uma superestimativa das necessidades de investimento. Deve-se ter em conta, contudo, que, tomada em perspectiva, a produção de petróleo considerada neste PNE admite o desenvolvimento de recursos ainda não descobertos, eventualmente em águas muito profundas, o que significa um nível de risco intrínseco na exploração e, por conseqüência, tende a elevar os custos de E&P. Além disso, do Plano de Aceleração do Crescimento – PAC, lançado pelo governo no início de 2007, pode-se inferir que os investimentos em E&P consideram como indicador básico um valor entre 13 e 14 US\$/bbl.

<sup>68</sup>As estimativas de investimento aqui apresentadas estão expressas em dólares americanos (US\$). Isso se deve ao fato de que uma parcela importante dos investimentos é relativa a equipamentos ou serviços cujas referências são internacionais (muitos desses equipamentos são mesmo importados). Para os itens de custo em que a referência está em moeda nacional, utilizou-se a taxa de câmbio US\$ 1.00 = R\$ 2,20. A base de preços adotada é o segundo semestre de 2006.

<sup>69</sup>Valores apresentados por Gabrielli de Azevedo, J. S., Presidente da Petrobras, na “Rio Oil & Gas 2006”, no dia 14 de setembro de 2006.

Figura 7.13: CAPEX de E&amp;P/média da produção de óleo

Período: 2005-2008 (US\$/bb)



Reproduzido da palestra do Presidente da Petrobras (José Sérgio Gabrielli) na "Rio Oil & Gas 2006"

Nessas condições, considerando a projeção de evolução da produção de petróleo (Cenário B1), estima-se que, ao longo do horizonte do PNE 2030, serão demandados investimentos de US\$ 332,5 bilhões.

Cabe destacar que se assumiu aqui a premissa de que, a partir de meados do horizonte de estudo, seria mantido o nível anual de produção doméstica de petróleo em torno de 3 milhões de barris/dia. Decorre dessa premissa a suposição de que haverá continuidade do esforço exploratório, de modo a manter, a longo prazo, uma razão reserva/produção considerada confortável. É mister esclarecer que, havendo agregação de reservas de petróleo em nível mais acelerado do que o preconizado neste PNE, os investimentos demandados por essa atividade poderão ser maiores.

Quanto às expectativas de investimentos no refino de petróleo, levou-se em conta os investimentos já programados para a ampliação e adaptação do parque existente e para a construção planejada da refinaria do Nordeste e da refinaria petroquímica do Rio de Janeiro. A partir dessas referências, dadas pelo Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras, foram estimados os investimentos na expansão do refino até 2030, considerando os perfis indicados nos estudos deste PNE.

Até 2011, a Petrobras, que controla 98% das instalações de refino do país, estima a aplicação de US\$ 10,4 bilhões (US\$ 2,1 bilhões por ano, em média) na ampliação e na adaptação desse parque em operação. Esses investimentos se destinam a adequar a oferta e demanda de derivados, de acordo com as características de cada refinaria e o perfil do mercado. A natureza desses investimentos sugere que têm um caráter permanente. Admitindo que a instalação de novas refinarias possa reduzir a necessidade de investimentos dessa natureza, considerou-se que entre

2010–2020 seria aplicado o mesmo montante na atualização do parque existente. Assim, com esse fim, entre 2005 e 2030, considerou-se investimentos de US\$ 20,8 bilhões.

A refinaria do Nordeste, conforme dados da Petrobras, irá demandar investimentos de US\$ 4,5 bilhões. No horizonte do PNE 2030 é prevista a instalação de quatro novas refinarias, sendo que três delas apresentam complexidade similar a essa refinaria do Nordeste. A quarta, compreende unidades adicionais, como a destilação a vácuo e de coqueamento, entre outras, indicando um investimento maior. Avaliações da EPE apontam investimento nessa refinaria cerca de 50% maior que nas demais. Nessas condições, estima-se que o investimento na expansão da capacidade de refino (novas refinarias) entre 2005 e 2030 envolverá recursos de US\$ 25 bilhões.

A refinaria petroquímica do Rio de Janeiro envolve investimentos globais de US\$ 9,5 bilhões. Esse valor compreende além da refinaria em si, a instalação de todo o pólo petroquímico, inclusive as unidades de 2ª geração. O investimento na refinaria tomado isoladamente monta a cerca de US\$ 5,2 milhões, valor tomado como referência para a segunda refinaria petroquímica prevista neste PNE.

Nessas condições, o investimento total no refino é estimado em US\$ 60,2 bilhões entre 2005 e 2030.

Por fim, com relação à demanda de investimentos para produção do biodiesel nos volumes projetados neste PNE 2030 (aproximadamente 11,7 bilhões de litros em 2030), estima-se um montante de recursos entre US\$ 2 e US\$ 2,5 bilhões, compreendendo esse valor as aplicações na instalação das usinas de processamento dos óleos vegetais.

Agregando-se os investimentos nessas atividades, E&P, refino e produção de biodiesel, chega-se ao valor global de US\$ 395 bilhões a serem aplicados no período, conforme indicado na Tabela 7.7.

258

**Tabela 7.7: Investimentos na Área de Petróleo e Derivados**  
(US\$ bilhões)

	2005-2030	MÉDIA ANUAL	
Exploração e produção	332,5	13,3	84%
Refino	60,2	2,4	15%
Outros	2,3	0,1	1%
<b>TOTAL</b>	<b>395</b>	<b>15,8</b>	<b>100%</b>

Elaboração: EPE

## Gás Natural

Os investimentos na cadeia de oferta do gás natural aqui estimados contemplam, basicamente, a fase de exploração e produção (E&P) e o posterior processamento e transporte em alta pressão. Não foram estimados investimentos demandados para expansão da rede de distribuição.

Na etapa de E&P, assim como no caso do petróleo, as estimativas de investimento embutem incertezas relacionadas aos riscos geológicos envolvidos na atividade e aos riscos da viabilidade

comercial do poço, que somente se conhece *ex-post* aos levantamentos sísmicos de dados e às perfurações exploratórias. A principal referência disponível para esses investimentos no Brasil é o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras do qual se infere que até 2010 essa empresa investirá algo como US\$ 17 bilhões, com a produção aumentando de cerca de 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia e as reservas de 325 bilhões de m<sup>3</sup>.

Deve-se considerar que:

- No curto prazo, há predominância na produção de gás associado à exploração de petróleo, pelo que parte dos investimentos feitos para produzir gás já estão apropriados nas atividades de E&P de petróleo;
- No médio prazo, a tendência é de que aumentem os investimentos em E&P de gás não associado;
- O aumento da produção de gás após 2010 envolverá o desenvolvimento de recursos ainda não-descobertos, o que introduz elementos de incerteza que se traduzem em custo mais altos de E&P;
- Estima-se que, para manter, ao longo do horizonte deste estudo, uma relação reserva-produção próxima da atual, as reservas de gás deverão aumentar de 1.020 bilhões de m<sup>3</sup> entre 2010 e 2030;
- Mesmo supondo que a produção mantenha um patamar constante após atingir o volume de 250 milhões de m<sup>3</sup>/dia, como é a hipótese deste trabalho, serão demandados investimentos em E&P de modo a ampliar as reservas de gás.

Esses aspectos sugerem que os investimentos em E&P de gás natural aumentem, no longo prazo, mais que proporcionalmente em relação ao valor que se infere do Plano de Negócios da Petrobras. Se adotada a proporcionalidade, calcula-se que o investimento entre 2010 e 2030 estaria entre US\$ 50 e US\$ 55 bilhões, tomando-se como referência o aumento da produção ou o aumento das reservas, o que pode ser considerado, portanto, como um valor mínimo para o cenário formulado. Um aumento mais que proporcional leva a demanda de investimentos para algo entre US\$ 60 e US\$ 70 bilhões no período.

Assim, considerando o exposto e os investimentos já programados até 2010, estima-se os investimentos em E&P do gás natural em torno de US\$ 74 bilhões entre 2005 e 2030.

O principal elemento constitutivo do investimento no processamento de gás natural é o custo de instalação das unidades. As referências utilizadas para estimativa desse custo foram as unidades de Cacimbas, da Petrobras, no Espírito Santo. Nessa instalação, os módulos têm capacidade unitária de processamento de 3,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás e investimento associado de cerca de US\$ 180 milhões.

Por outro lado, adotou-se como base neste trabalho, que uma UPGN típica seria composta com módulos de capacidade de processamento de 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, de escala similar, portanto, a dos módulos de Cacimbas. Com base na referência de custo adotada, isso significa um custo de instalação de US\$ 260 milhões por módulo. Os estudos indicaram, anda, que, em relação à capacidade nominal instalada em 2005, haveria a necessidade de 20 novos módulos. Nessas

condições, os investimentos na expansão da capacidade de processamento do gás natural nos próximos 25 anos (até 2030) foram estimados em torno de US\$ 5,2 bilhões.

Ainda relacionado ao processamento, a instalação de novas UPGN requer investimentos nas interligações entre essas unidades e a malha de gasodutos. A estimativa de custo neste caso é bastante dificultada pelo diversos condicionantes de cada projeto, como o são localização da UPGN, distância da malha de gasodutos, diâmetro da interligação, condições de terreno, etc. A dispersão é muito grande, como indicam as informações apresentadas na Tabela 7.8, referentes a instalações existentes.

**Tabela 7.8: Características de interligações de UPGN em operação**

ROTA	DIÂMETRO (polegadas)	EXTENSÃO (km)	CAPACIDADE (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
Cacimbas - Catu	26	980	20
Vitória - Cacimbas	26	117	20
Cabiúnas - Vitória	28	300	20
Cabiúnas - Reduc	30	183	30
Gasbel II	16	292	6,9
Japerí - Reduc	28	40	5 - 15
Caraguatatuba - Taubaté	26	102	15
Paulínea - Jacutinga	14	80	5
Replan - Japerí	28	448	8,6

Elaboração: EPE

Considerando as indicações deste estudo quanto ao volume de gás a ser transportado para as UPGN e o tamanho padrão adotado para os módulos, definiu-se, para efeito de estimativa do custo de investimento das interligações das UPGN, os seguintes parâmetros básicos:

- diâmetro: 26 polegadas
- extensão: 250 km
- capacidade: 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

As dificuldades para definir os parâmetros de referência das instalações de transporte se refletem na estimativa do custo de investimento. Gasodutos com essas características podem apresentar diferenças significativas em termos de custo. O GASENE tem características similares, porém alcança uma extensão de 1.200 km. O investimento estimado nesse caso é da ordem de US\$ 660 mil/km. Já o gasoduto Campinas-Rio de Janeiro, com uma extensão de 450 km e uma capacidade muito menor (5,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia) apresenta um custo unitário bem maior, em razão, possivelmente, de sua menor escala e de atravessar uma área onde a ocupação antrópica é muito intensa. Outra referência é o gasoduto Pilar-Mossoró, com 510 km de extensão e capa-

cidade de 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Nesse caso, o custo unitário (por km) é comparável ao do GASENE, não obstante a escala menor do projeto<sup>70</sup>.

Nessas condições, considerando a expansão da capacidade de transporte indicada nos estudos do PNE 2030, de 100 milhões de m<sup>3</sup>/dia entre 2005 e 2030, estimou-se investimentos de US\$ 750 milhões no período para escoamento do gás processado nas UPGN.

O investimento na ampliação da malha principal de gasodutos depende, naturalmente, da estratégia de expansão que se adote. As incertezas, nesse caso, são ainda maiores. Em primeiro lugar, há que se considerar que esses custos são muito sensíveis às condições da rota bem como à extensão total. Com efeito, a travessia de regiões de acesso mais difícil, por exemplo travessia de rios, de regiões pantanosas ou de reservas ambientais, ou que apresentem condições ambientais agressivas, impondo, eventualmente, desvios de rota, podem significar custos adicionais significativos. Além disso, a própria dinâmica do mercado no longo prazo introduz elementos de difícil controle e avaliação. Por fim, as alternativas para importação de gás, ampliação de gasodutos regionais na América do Sul ou instalação de unidades de regaseificação de GNL, adicionam outros elementos de incerteza na estimação do investimento.

Com relação à expansão da malha básica de gasoduto do país, os estudos do plano decenal de energia 2007-2016 conduzidos pela EPE sinalizam investimentos de cerca de US\$ 5,0 bilhões até 2015 para a ampliação (em relação a 2005) da capacidade de transporte para atendimento da expansão da demanda neste período. De acordo com os estudos do PNE 2030, o consumo de gás projetado para 2030 é de cerca de 267 milhões de m<sup>3</sup>, o que corresponde aproximadamente ao dobro do valor previsto para 2015. Nessas condições, o valor de US\$ 10 bilhões seria uma estimativa conservadora dos investimentos na ampliação da rede de gasodutos entre 2005 e 2030.

Com relação aos investimentos relacionados à importação de gás, pode-se conceber duas situações, que oferecem condições de contorno para efeito de estimativa de custo:

- *Ampliação da importação de países vizinhos, por meio de gasodutos:* nesse caso, além do Gasbol, em operação, com capacidade para 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, pode-se considerar, conforme indicado neste trabalho, importações de 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia, até 2030;
- *Ampliação das instalações de regaseificação de GNL:* nesse caso, além das instalações previstas até 2009, com capacidade total de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, pode-se considerar a instalação de plantas regaseificadoras com capacidade total entre 40 e 60 milhões de m<sup>3</sup>/dia;

No primeiro caso, a referência natural é o Gasbol que, com extensão de cerca de 2.200 km, envolveu investimentos de US\$ 2 bilhões. Uma importação adicional envolveria ou a ampliação do Gasbol ou a importação da Venezuela, país detentor de extensas reservas de gás e com o qual o Brasil negocia a implantação de um gasoduto para o Nordeste. No último caso, as distâncias envolvidas são maiores (cerca de 4.000 km no Brasil) e a rota do empreendimento envolve travessias difíceis pela região Amazônica.

No segundo caso, as instalações que a Petrobras programa para o Nordeste e o Rio de Janeiro, envolvendo investimentos de US\$ 1,3 bilhões constituem, naturalmente, importantes referên-

<sup>70</sup> Todos os gasodutos citados como referência têm diâmetro entre 24 e 28 polegadas.

cias de custo, que são corroboradas com dados do *Oil&Gas Journal* e de recentes *workshops* internacionais. Conforme indicado na Tabela 7.9, cada 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade de regaseificação envolve, em média, investimentos de US\$ 600 milhões.

**Tabela 7.9: Investimento em Unidades de Regaseificação de GNL**

ROTA	INVESTIMENTO (US\$ milhões)	CAPACIDADE (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
Energymarkets (valor médio)	320	4,8
Louisiana	500	10,3
México	400	7,2
México	700	13,4
Texas	500	6,3
<b>TOTAL</b>	<b>2.420</b>	<b>42,0</b>

Elaboração: EPE com base nas seguintes fontes:

*Oil&Gas Journal* (<<http://www.ogj.com>>);

*LNG Safety Workshop – Montreal* (<<http://www.neb-one.gc.ca/energy/LNG>>) e

*ECN Workshop* (<http://www.energymarkets.info/indes/docs/ws-presentations/indes-pc2.pdf>)

Em qualquer caso, é ponto comum a instalação das já referidas plantas de regaseificação da Petrobras até 2009. Assim, estima-se que o investimento na expansão da oferta de gás importado demandaria investimentos, no período 2005 e 2030, entre US\$ 4,3 e US\$ 6,3 bilhões.

Nessas condições, estima-se que a expansão da oferta de gás natural no período 2005-2030 demande investimentos de US\$ 95 bilhões, exclusive as aplicações na distribuição, conforme resumido na Tabela 7.10.

**Tabela 7.10: Investimentos na Área de Gás Natural**

(US\$ bilhões)

	2005-2030	MÉDIA ANUAL	
Exploração e produção	74	3,20	85%
Processamento	6	0,24	6%
Malha básica de gasodutos	10	0,16	4%
Importação	5	0,20	5%
<b>TOTAL</b>	<b>95</b>	<b>3,8</b>	<b>100%</b>

Elaboração: EPE

## Cana-de-açúcar

Os investimentos no setor sucro-alcooleiro podem ser divididos em dois conjuntos claramente distintos: os relativos à fase agrícola e os vinculados à etapa industrial de produção de etanol (os investimentos na produção de eletricidade para a rede elétrica foram considerados no item que trata desse energético).

Na fase agrícola são requeridas inversões na implantação e formação do canavial, o que ocorre em etapas, ao longo de um período que se estende por três a cinco anos. Conforme a prática normal do setor, essas etapas dizem respeito à aquisição de terras, à seleção e aquisição das mudas de variedades adequadas e aos tratos culturais. Essa etapa compreende também investimentos em equipamentos agrícolas.

Esses investimentos são, naturalmente, sensíveis à região escolhida, não apenas pelo custo da terra, mas também pelas suas características edafoclimáticas, que podem exigir mudas de cana-de-açúcar de variedades diferentes e demandar tratos culturais diversificados.

Na etapa industrial da produção de etanol os investimentos se referem às instalações comuns (obras civis, estação de recepção, preparo e moagem da cana, geração de vapor e de energia elétrica), à destilaria de etanol propriamente dita e a instalações auxiliares. O montante investido varia, fundamentalmente, em função da escala de produção (tamanho das unidades) e da tecnologia empregada.

As referências disponíveis para os investimentos na fase agrícola são a DATAGRO (2006) – [www.datagro.com.br](http://www.datagro.com.br) – e um estudo realizado pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE da UNICAMP, de 2005 (Leite, 2005). A primeira indica um índice que sintetiza o valor agregado do investimento entre R\$ 58,00 e R\$ 63,00 por tonelada de cana produzida anualmente. O estudo da UNICAMP aponta um valor um pouco maior, de R\$ 75,00. Com base nessas referências, considerando a expansão da produção de cana cenarizada neste estudo e que 60% dessa produção se destina à produção de etanol<sup>71</sup> (o restante se destina à produção de açúcar), estima-se que os investimentos na fase agrícola envolvam, entre 2005 e 2030, recursos de US\$ 11 a US\$ 14 bilhões.

A DATAGRO e o estudo da UNICAMP fornecem referências de custo também para a fase industrial da produção do etanol. De acordo com a DATAGRO, os investimentos iniciais requeridos na etapa industrial de produção de etanol são, em função da quantidade de cana-de-açúcar processada, da ordem de R\$ 90,00 a R\$ 100,00 por tonelada. O estudo da UNICAMP indica um valor da mesma ordem de grandeza porém um pouco maior, de R\$ 102,50 por tonelada de cana processada para etanol. Esse estudo, porém, apresenta um maior detalhamento, que permite exprimir o investimento inicial em termos da quantidade (anual) de etanol produzido, ou seja, em termos da capacidade da unidade de processamento. O valor do investimento nessas condições é de R\$ 1.025,00 por m<sup>3</sup>. Nessas condições, considerando a expansão da produção de etanol cenarizada neste trabalho, de 39 milhões de m<sup>3</sup> entre 2005 e 2030, estima-se que os investimentos na fase industrial envolvam, no período, recursos de US\$ 18 bilhões.

<sup>71</sup> Hoje (safra 2006/2007), a destinação da cana para a produção de etanol é menor, correspondendo a cerca de 48%. As projeções do próprio setor indicam que essa proporção deve se elevar e já para a safra 2012/2013 prevê-se que 60% da produção de cana se destinem para produzir o etanol.

Dessa forma, os investimentos totais na cadeia de produção de etanol ao longo do horizonte do PNE são estimados entre US\$ 29 e US\$ 32 bilhões, o que significa um índice de US\$ 740 a US\$ 820 por m<sup>3</sup>.

Essa estimativa é corroborada pelas projeções divulgadas pela Única – União da Indústria de Cana-de-açúcar na VI Conferência Internacional da Datagro sobre Açúcar e Álcool, ocorrida em São Paulo em 2006<sup>72</sup>. Conforme essa entidade, nos próximos 6 anos (até 2013), estão previstos investimentos totais de US\$ 14,6 bilhões na ampliação das usinas existentes e em novas usinas, incluindo a implantação da lavoura, para expandir a produção de etanol em 19 milhões de m<sup>3</sup>, sinalizando um custo índice de cerca de US\$ 770 por m<sup>3</sup>.

Nessas condições, a Tabela 7.11 resume os investimentos demandados na cadeia de produção do etanol no período 2005-2030.

**Tabela 7.11: Investimentos na Cadeia de Produção do Etanol**  
(US\$ bilhões)

	2005-2030	MÉDIA ANUAL	
Etapa agrícola	12	0,48	40%
Etapa industrial	18	0,72	60%
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>1,20</b>	<b>100%</b>

Elaboração: EPE

## Eletricidade

O investimento na cadeia de produção da eletricidade abrange três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição (inclusive instalações gerais). Na geração, refere-se à implantação das novas usinas. Na transmissão, além das inversões na expansão e na construção de novas interligações entre os subsistemas, incluem-se também o reforço de toda a malha da rede básica, em consonância com o aumento da carga e dos fluxos de energia. A distribuição envolve a instalação de equipamentos e a expansão da rede de média e baixa tensão, dependente da evolução do consumo final.

Os investimentos na geração variam com a fonte utilizada e, portanto, com a estratégia de expansão adotada. Os custos de referência já foram discutidos no Capítulo 6 deste documento e são resumidos na Tabela 7.12. Considerando a expansão do parque gerador indicada neste estudo, estima-se que os investimentos globais na geração de energia elétrica, entre 2005 e 2030, possam atingir US\$ 168 bilhões, dos quais US\$ 117 bilhões (70%) em usinas hidrelétricas de grande porte, US\$ 22 bilhões (13%) em fontes de geração alternativa, US\$ 17 bilhões (10%) em termelétricas convencionais e US\$ 12 bilhões (7%) em centrais nucleares.

<sup>72</sup> Palestra proferida pelo Presidente da Única, Dr. Eduardo Pereira de Carvalho, disponível em <[http://www.portaunica.com.br/portaunica/files/referencia\\_palestraseapresentacoes\\_apresentacoes-49-Arquivo.pdf](http://www.portaunica.com.br/portaunica/files/referencia_palestraseapresentacoes_apresentacoes-49-Arquivo.pdf)>.

**Tabela 7.12: Custos de investimento referenciais na geração de energia elétrica (US\$/kW)**

FONTES DE GERAÇÃO	US\$/kW
Hidrelétrica <sup>1</sup>	1.330
Potencial até 60.900 MW <sup>2</sup>	1.100
Potencial entre 60.900 e 70.900 MW	1.450
Potencial entre 70.900 e 80.900 MW	1.800
Potencial acima de 80.900 MW	2.500
PCH	1.200
Cogeração a partir da biomassa da cana	900
Centrais eólicas	1.200
Resíduos sólidos urbanos	1.250
Centrais nucleares	2.200
Térmicas a carvão mineral	1.600
Térmicas a gás natural	750
Outras usinas <sup>3</sup>	500

<sup>1</sup>Valor médio, considerando a instalação de 88.200 MW, conforme indicado nos estudos deste PNE. <sup>2</sup>Inclui a capacidade indicada nos estudos do plano decenal. <sup>3</sup>Instalações nos sistemas isolados remanescentes (predominantemente motores diesel).

Elaboração: EPE

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006–2015 (PDEE 2006–2015) elaborado pela EPE e divulgado em 2006, o crescimento da carga do sistema interligado nacional no horizonte decenal, 186,6 TWh, demandaria investimentos na rede de transmissão de US\$ 17,9 bilhões, sendo 68% em linhas de transmissão com tensão iguais ou superiores a 69 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 admitida 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.

Tomando ainda como referência o PDEE 2006–2015, percebe-se que essas estimativas sinalizam para redução na relação entre os investimentos na transmissão e na geração. De fato, naquele estudo, as inversões no sistema de transmissão corresponderam a pouco mais de 50% do valor atribuído à geração. Aqui, considerados os valores acima indicados, essa relação cai para 40%. Uma primeira análise poderia sugerir uma subestimativa dos investimentos na transmissão. Porém, deve-se ter em conta que o custo da geração hidrelétrica é crescente na margem. Por outro lado, o custo da transmissão, a despeito da expansão da rede para regiões mais distantes e de acesso mais difícil, pode se apropriar mais visivelmente de avanços tecnológicos, o que contribuiria para sua redução.

Historicamente, os investimentos em distribuição e instalações gerais situaram-se entre 15 e 20% das inversões totais no setor elétrico. Entre 1970 e 1987, a média foi de 17,7%<sup>73</sup>. Não há indicações de que esta proporção tenha se alterado ou que venha a se alterar substancialmente no futuro. Estudo recente da consultoria Tendências<sup>74</sup>, tomando por base metodologias de estimação aceitas no mercado e considerando tanto as necessidades de financiamento para atender o aumento da carga quanto os investimentos requeridos para a reposição de equipamentos obsoletos ou que se aproximam do final de sua vida útil, estima que as inversões na distribuição correspondam, no período 2003/2012, a 17,1% dos investimentos totais no setor elétrico.

A partir dessas referências, e considerando as hipóteses assumidas para os custos de geração e transmissão, estima-se que, entre 2005 e 2030, sejam demandados investimentos na distribuição na faixa de US\$ 48 a US\$ 52 bilhões.

Nessas condições, os investimentos requeridos para a expansão do setor elétrico no horizonte do PNE 2030 são os resumidos na Tabela 7.13.

**Tabela 7.13: Investimentos no Setor Elétrico**  
(US\$ bilhões)

	2005-2030	MÉDIA ANUAL	
Geração	168	6,7	59%
Transmissão	68	2,7	24%
Distribuição	50	2,0	17%
<b>TOTAL</b>	<b>286</b>	<b>11,4</b>	<b>100%</b>

Elaboração: EPE

## Resumo

Considerando os principais recursos energéticos que compõem a oferta interna de recursos, e que responderão por mais de 90% de sua expansão no horizonte do PNE 2030, estima-se que o montante de investimentos necessário para a expansão do setor energético no período 2005-2030 possa ultrapassar US\$ 800 bilhões, concentrados (mais de 80%) nos setores de petróleo e energia elétrica, como indica a Tabela 7.14. Em termos médios anuais, o investimento no setor energético será de US\$ 32,3 bilhões e representará algo como 2,2% do PIB. A Figura 7.14 ilustra a repartição dos investimentos projetados no período pelos principais setores.

<sup>73</sup> Conforme Fortunato, L.A.M. et alii ("Introdução ao Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica". Ed. Universitária da UFF: Niterói, 1990), no período 1970/74, a proporção foi de 20%, em 1975/79, 15,7%, em 1980/83, 13,8% e no intervalo 1984/87, 21,3% (p. 26).

<sup>74</sup> Camargo, J.M. e Guedes F., E.M. (coordenadores). "Setor Elétrico Brasileiro: Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada dos Investimentos". Tendências Consultoria Integrada: São Paulo, novembro de 2003 (p. 135).

Tabela 7.14: Investimentos no Setor Energético

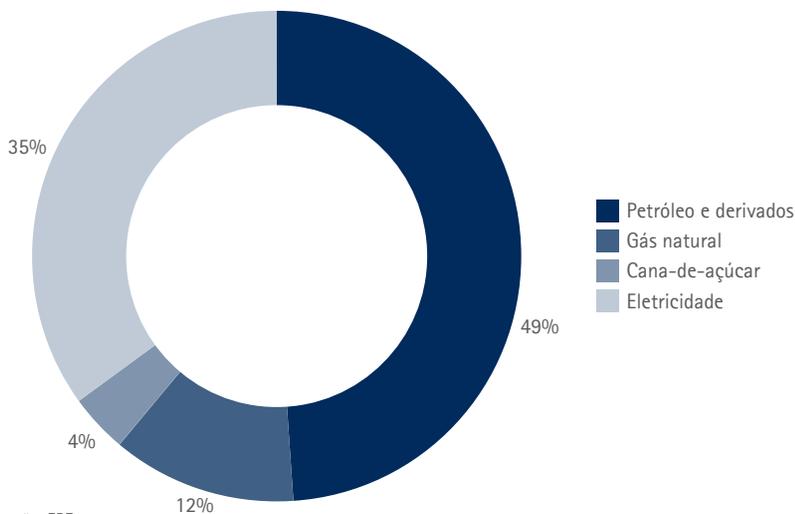
(US\$ bilhões)

	2005–2030	MÉDIA ANUAL	
Petróleo de derivados	395	15,8	49%
Gás natural	95	3,8	12%
Cana-de-açúcar	30	1,2	4%
Eletricidade	286	11,4	35%
<b>TOTAL</b>	<b>806</b>	<b>32,2</b>	<b>100%</b>

Elaboração: EPE

Figura 7.14: Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético

(Período 2005–2030)



Elaboração: EPE

É importante ressaltar que essas estimativas de investimento, apesar de incluírem custos de mitigação e compensação de impactos ambientais, podem ser afetadas por restrições processuais no licenciamento de obras e empreendimentos, que alarguem os cronogramas de desembolso ou signifiquem custos adicionais. Da mesma forma, outros elementos de risco podem afetá-las, como a evolução da regulação das atividades de produção e uso da energia, a necessidade de adaptação de projetos a restrições físicas ou ocorrências não esperados em sua execução, condições de financiamento, etc. Por fim, importa observar que não estão considerados:

- Custos financeiros ao longo da implantação dos projetos de investimento;
- Inversões na distribuição de gás e de combustíveis líquidos e
- Inversões no incremento da eficiência energética.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## Bibliografia

- ABADIE, E. *Processo de Refinação*. Apostila didática (Curso: Refino do Petróleo). Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, agosto de 2002.
- ABRAF [Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas]. *Anuário Estatístico da ABRAF 2006: ano base 2005*. Brasília: ABRAF, 2006.
- ABRAVA [Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento]. *Tecnologias do Futuro*. In: *Seminário de Tecnologias Energéticas do Futuro*. Apresentação in Powerpoint. Curitiba: Instituto de Promoção do Desenvolvimento – IPD, maio de 2006.
- ACHÃO, C. C. L. *Análise da Estrutura de Consumo de Energia pelo Setor Residencial Brasileiro*. Tese MSc. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2003.
- ALENCAR, P. *Proposta Tentadora*. In: *Revista Brasil Energia*, n. 235 (pp. 32-33). Rio de Janeiro: Ed. Brasil Energia, junho de 2000. pp. 32-33.
- ALMEIDA, E.L.F. *Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas*. Apostila didática.. Rio de Janeiro: Instituto de Economia/UFRJ, 2002.
- \_\_\_\_\_. *Queima de Gás Associado: Problema ou Oportunidade?*. In: *Petróleo & Gás Brasil*, ano 3, n. 12. Rio de Janeiro: Instituto de Economia-UFRJ, dezembro de 2002.
- ALMEIDA, M. *Análise de cenários de conservação de energia elétrica para o Brasil*. Tese M.Sc. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.
- ALMEIDA, S.C.A. et al. *Performance of a diesel generator fueled with palm oil*. In: *Fuel*, n. 16, vol. 81, pp. 2097-2102. 2002

ALQUÉRES, J.L. Energia Hidrelétrica. In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Apresentação em Powerpoint e notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.

ALVES, J. E. D. As características dos domicílios brasileiros entre 1960 e 2002. In: *Textos para discussão*, n. 10. Rio de Janeiro: Escola Nacional de Ciências Estatísticas – ENCE, 2004.

AMARANTE, Odilon A. C., et al. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília: MME, 2001.

ANA [Agência Nacional de Águas]. Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia. In: *Caderno de Recursos Hídricos*. Brasília: ANA, 2005.

\_\_\_\_\_. Plano Nacional de Recursos Hídricos. Brasília: MMA, 2003.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Atlas da Energia Elétrica do Brasil, 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2005.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 015/2005–SRT/ANEEL. Brasília: ANEEL, junho de 2005.

\_\_\_\_\_. Banco de Informações de Geração. Disponível em <<http://www.aneel.com.br>>. Acesso entre fevereiro e outubro de 2006.

ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. Anuário Estatístico 2005. São Paulo: ANFAVEA, 2005.

ANL [Argonne National Laboratory] Well-to-Wheel Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis. 2001. Vols 1-3. Disponível em <<http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/163.pdf>>. Acesso em outubro de 2006.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Anuário Estatístico 2005*. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso entre abril e junho /2006.

\_\_\_\_\_. *Boletim de Preços: GLP*. Rio de Janeiro: ANP, 2003.

\_\_\_\_\_. *Boletim Mensal do Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP, janeiro de 2006.

\_\_\_\_\_. *Considerações sobre o processo de formação de preços de gás natural no Brasil*. Disponível em <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>. Acesso em: dezembro de 2005.

\_\_\_\_\_. *Interferência da atividade de petróleo na pesca: aspectos do licenciamento ambiental*. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/ibamaperfuracao/pesca.html>>. Acesso em dezembro de 2005.

ARAGÃO, J.A.M. *Hidrelétricas na Amazônia*. In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.

ARAÚJO, J. L e OLIVEIRA, A. *Diálogos da Energia. Reflexões sobre a última década 1994–2004*. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.

ARRIGONI, E. B., ALMEIDA, L. C. *Impacts on Terrestrial–Biological Environment*. In: Hassuani, S. J., Leal, M. R. L. V., Macedo, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*, Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 1, cap. 20. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.

AZEVEDO, J.S.G. *A Estratégia da PETROBRAS e a Auto-suficiência Energética para o Brasil*. Apresentação Power Point. Rio de Janeiro: Câmara de Comércio Britânica do Rio de Janeiro., 2006.

AZOLA, E. P., et al. *Identificação dos Potenciais Econômicos e de Mercado de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro*. In: *Relatório para Inclusão no Plano Decenal de Expansão da ELETROBRÁS – ECV – 788/98*. Rio de Janeiro: ELETRONUCLEAR, 1999.

BACHA, E. et WELSH, J. *Privatização e Financiamento no Brasil: 1997–99*. In: João Paulo dos Reis Velloso (coord.), *Brasil: Desafios de um país em transformação*. Rio de Janeiro: José Olympio Editora, 1997.

BÄHR, M. et BIEBUICK, C. *Financing Hydropower Development in Emerging Power Markets – Lessons of Experience from Brazil*. In: *The World Bank Group Energy Lecture Series 2005*. Apresentação em Powerpoint. Washington: Banco Mundial, janeiro de 2005.

BALLESTIERI, A. P. *Planejamento de Centrais de Cogeração: Uma Abordagem Multi-objetiva*. Tese DSc. Campinas: UNICAMP, 1994.

- BAUDOUIN, P.C. Marges et Perspectives du Raffinage. Revue de l'Énergie, n. 487 (pp. 336-345). Paris, maio de 1997.
- BELLEN, H. M.. Indicadores de Sustentabilidade: Uma Análise Comparativa. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2005.
- BENSAID, B. Road transport fuels in Europe: the explosion of demand for diesel fuel. Panorama 2005. Disponível em <<http://www.ifp.fr/IFP/en/informationcenter/ad05.htm>>. Acesso entre julho e setembro de 2006.
- BERMANN, C. (coord.). Proyecto Cono Sur Sustentable: Propuestas de Políticas Energéticas Sustentables para el Cono Sur. (versão de novembro de 2002) Disponível em: <<http://www.riosvivos.org.br/arquivos/511814105.pdf>>. Acesso entre março e junho de 2006.
- BERMANN, C. et al. A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental. Brasília: WWF, 2004.
- BERTALANFFY, L.V. Teoria Geral dos Sistemas. Petrópolis: Editora Vozes, 1973.
- BEYNON, H. Protesto Ambiental e Mudança Social no Reino Unido. In: *Mana*, vol. 5, n. 1. Rio de Janeiro: 1999.
- BIELSHOWSKY, R.. Pensamento Econômico Brasileiro: O Ciclo Ideológico do Desenvolvimento. In: *Série PNPE, nº 19*. Rio de Janeiro: IPEA/INPES, 1988.
- BIOLCHINI, LC., de Melo, T.C.P. Livre Acesso a Oleodutos e Terminais: Uma Análise da Região de São Paulo. In: *Regulação em Petróleo e Gás Natural*. São Paulo: Editora Komedi, 2001.
- BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social]. Gásoduto Bolívia-Brasil. In: *Informe infra-estrutura, n. 45*. Rio de Janeiro: BNDES, abril de 2000.
- BONELLI, R. et GONÇALVES, R.. Padrões de Desenvolvimento Industrial no Brasil – 1980/95. In: *Texto para discussão n.645*. Rio de Janeiro: IBGE: 1995.
- BONELLI, R.. Política Econômica e Mudança Estrutural no Século XX. In: *Estatísticas do Século XX*. Rio de Janeiro: IBGE, 2003.
- BORBA, R. F. Balanço Mineral Brasileiro. Brasília: DNPM, 2001.
- BORGES, I. L. Processo de Adequação Ambiental na Indústria Carbonífera: Estudo de Caso sobre a Implantação de um Sistema de Gestão Ambiental. Tese de MSc. Rio de Janeiro: PPE/COPPEUFRJ, 2004.

- BP [British Petroleum]. *Annual Statistical Review 2005*. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em julho de 2006.
- \_\_\_\_\_. *BP Statistical Review of World Energy*. London: BP, 2005.
- BRACELPA [Associação Brasileira de Celulose e Papel]. *Celulose: Evolução Histórica da Produção, 2006*. Disponível em <<http://www.bracelpa.org.br/numeros/pasta/01cel.pdf>>. Acesso em julho de 2006.
- \_\_\_\_\_. *O Setor Brasileiro de Celulose e Papel – Perfil do Setor 2006*. Disponível em <[http://www.bracelpa.org.br/anal/perfil\\_setor2006/pdf](http://www.bracelpa.org.br/anal/perfil_setor2006/pdf)>. Acesso em agosto de 2006.
- BRAKMANN, G. et ARINGHOFF, R.. *Solar Thermal Power*. [s.l.]: Greenpeace International and ESTIA [European Thermal Power Industry Association], 2003.
- BRIA, M. *Os Desafios Tecnológicos do Refino de Petróleo no Brasil*. Apresentação em powerpoint (2004). Disponível em <<http://www.prh16.unifei.edu.br/downloads.htm>>. Acesso em maio de 2006.
- BRITO, P. *Investimentos da União em Transportes – Uma Análise da Execução Orçamentária do Ministério dos Transportes em 2005*. Nota Técnica 9. Brasília: CNI, março de 2006.
- BURLAND, G. *Our Common Future*. The World Commission for Environmental and Development Report. Oxford: Oxford University Press, 1987.
- BYRNE, J., et al. *The Potential of Solar Electric Power for Meeting Future US Energy Needs: A Comparison of Projections of Solar Electric Energy Generation and Arctic National Wildlife Refuge Oil Production*. In: *Energy Policy*, n. 32, pp.289–297. EUA: 2004
- CAMARGO, A.S.G. *Análise da Operação das Usinas Eólicas de Camelinho e Palmas e Avaliação do Potencial Eólico de Localidades no Paraná*. Tese de MSc. Curitiba: CEFET, 2005.
- \_\_\_\_\_. *Indicadores de Sustentabilidade na Geração de Energia Elétrica*. Monografia. Curitiba: CEFET, 2003.
- CAMARGO, C. A. et al. *Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Álcool – Manual de Recomendações*, 1 ed. São Paulo: IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 1990.
- CAMPANER, V. P.; ESPOLADORE, A. *A Exploração de Carvão como Fator de Desenvolvimento Regional – O Caso de Figueira, PR*. In: *IV Congresso Brasileiro de Geógrafos*. Goiânia: Anais, 2004.
- CAMPOS, A. F. *A Reestruturação da Indústria do Petróleo Sul Americana no Anos 90*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: UFRJ, 2005

- \_\_\_\_\_. **Plano Plurianual de Investimentos, 1999 – 2003**. Rio de Janeiro: CTPETRO, [s.d.]
- CAMPOS, M. L.; ALMEIDA, J. A. et SOUZA, L. S. **Avaliação de Três Áreas de Solo Construído Após Mineração de Carvão a Céu Aberto em Lauro Müller, Santa Catarina**. In: *Revista Brasileira de Ciência do Solo*, vol. 27, n. 6. Viçosa: [s.n], 2003.
- CANAMBRA. **Final Report of the Power Study of South Central Brazil, 1967**. apud: Erber, P., *Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas*. Brasília: MCT, 1993.
- CARVALHO, C.H.B. **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com Uso do Carvão Mineral Nacional**. . In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Apresentação em Powerpoint e notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.
- CARVALHO, J. A. M de. **Crescimento Populacional e Estrutura Demográfica no Brasil**. Belo Horizonte: UFMG/CEDEPLAR, 2004.
- CASTRO, A.B. et SOUZA, F.E.P. **A Economia Brasileira em Marcha Forçada**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1985.
- CASTRO, L. B. **Economia Brasileira e Contemporânea (1945–2004)**. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005.
- CAVALCANTE, I.N. **Caracterização Hidroquímica Preliminar da Captação de Abreulândia, Fortaleza, CE**. In: *Seminário Geoquímica das Águas*. São Paulo: USP, 1996.
- CAVALCANTE, I.N.; SABADIA, J.A.B. **Potencial Hídrico Subterrâneo: Um Bem Mineral Ameaçado pela Poluição Antrópica**. In: *Revista de Geologia*, n. 5, pp. 115-124. Fortaleza: 1992.
- CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Caminhos da Modernização. Cronologia do Setor de Energia Elétrica Brasileiro. 1850–1998**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1999.
- \_\_\_\_\_. **Energia Elétrica no Brasil – Breve Histórico: 1880–2001**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001.
- CEPEL [Centro de Pesquisa em Eletricidade]. **MELP – Manual do usuário, versão 4.5**. CEPEL: Agosto de 2005.
- CGES [CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES]. **Refining – What Makes it Tick**. In: *Global Oil Report*, v. 13, n. 3, pp 34-46. Londres: CGES, maio-junho de 2002.
- CHABRELIE, M. **The Gas Industry in the Year 2020**. Institut Français du Pétrole. Disponível em <<http://www.ifp.fr>>. Acesso em março

de 2006.

- CHADWICK, M. *Refinery Yield, Capacity and Output. Demand, Prices and the Refining Industry: a Case Study of the European Oil Products Market*. Oxford (UK): Oxford Institute for Energy Studies, 1990.
- CHAVES, J. R. A. et al. *Repotenciação do Parque Gerador Existente: Uma Alternativa de Baixo Custo e Reduzido Prazo de Implantação para Minimizar o Crescente Risco de Déficit de Ponta do Sistema*. In: *XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Belém: Anais, 1997.
- CHEHEBE, J.R. *A Análise do Ciclo de Vida de Produtos, Ferramenta Gerencial da ISO 14000*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1998.
- CHP CLUB. *The Manager's Guide to Custom-built Combined Heat and Power Systems*. Reino Unido: CHP Club, 2000.
- CLEMENT, J. L. et al. *Fundamental Approach to Black Liquor Combustion Improves Boiler Operation*. In: *1995 International Chemical Recovery Conference*. Toronto: abril de 1995.
- CLÔ, A. *Oil Economics and Policy*. Bologna University. Kluwer Academic Publishers. Bologna (Itália): Segretariato Europeo per le Pubblicazioni Scientifiche – SEBS, 2000.
- COELHO, A.P.A. *Proposição de Medidas Mitigadoras e Potencializadoras para os Impactos Ambientais Provenientes da Indústria do Petróleo – Upstream e Downstream*. Monografia de MBA em Gestão Ambiental. Rio de Janeiro: CEFET, 2005.
- COGEN/ÚNICA [Associação Paulista de Cogeração de Energia /União da Agroindústria Canavieira de São Paulo]. *Produção de Cana-de-Açúcar – Brasil*. [s.l.]: [s.n.], [s.d.]
- COMASE [Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro]. *Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais*. Vol. 1. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1994.
- COMISSÃO EUROPÉIA. *World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030*. [s.l.]: European Union, 2006.
- CONAB [Companhia Nacional de Abastecimento]. *Série Histórica de Grãos – Safra 1976/77 a 2005/06*. Disponível em <[http://www.conab.gov.br/download/safra/ BrasilProdutoHist.xls](http://www.conab.gov.br/download/safra/BrasilProdutoHist.xls)>. Acesso em julho de 2006.
- \_\_\_\_\_. *Avaliação da Safra Agrícola de Cana-de-açúcar 2005/2006 – Primeiro Levantamento – maio/2005*. Disponível em <[http://conab.gov.br/download/safra/ Primeiro\\_Levantamen](http://conab.gov.br/download/safra/Primeiro_Levantamen)

- to\_Cana\_2006-07\_maio06.pdf>. Acesso em agosto de 2006.
- CONDE, A. J.; PENATTI, C. P.; BELLINASSO, I. F. **Impacts on Soil**. In: Has-suani, S. J. et alii, *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*. Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 1, cap. 19. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005
- COPERSUCAR [Cooperativa de Produtores de Cana-de-açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo]. **Economia de Vapor em Usinas de Açúcar; Qualidade da Palha; Enfardamento da Palha; Recuperação e Transporte dos Fardos**. In: *Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos*. (Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31). Piracicaba: CTC, 1998
- \_\_\_\_\_. **Gaseificação de Bagaço e Palha de Cana-de-açúcar; Potencial de Biomassa da Cana na Forma de Resíduos da Colheita; Colheita de Cana Sem Queimar; Ensaio de Variedades de Cana com Alta Biomassa**. In: *Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos* (Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31). Piracicaba: CTC, 1999.
- COPPE [Coordenação dos Programas de Pós-graduação em Engenharia] **Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa**. Relatórios de Referência. Rio de Janeiro: MCT, 2002.
- CORNOT-GANDOLPHET, S. et al. **The Challenges of Further Costs Reductions for New Supply Options**. In: *22<sup>nd</sup> World Gas Conference*. Toquio: Anais, 2003.
- CORRÊA NETO, V. **Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural**. Tese de MSc. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.
- COSTA, C.M.L. **Acordo Nuclear Brasil – Alemanha**. Disponível em: <[http://www.cpdoc.fgv.br/nav\\_fatos\\_imagens/htm/fatos/Acor-doNuclear.asp](http://www.cpdoc.fgv.br/nav_fatos_imagens/htm/fatos/Acor-doNuclear.asp)>. Acesso em março de 2006.
- COSTA, M. A. **Dinâmica Demográfica**. Nota técnica. Rio de Janeiro, IBGE, 2004.
- COSTA, M. A. **Urbanização**. Nota técnica. Rio de Janeiro, IBGE, 2004.
- CPRM [Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais]. **Excursão Virtual Pela Serra do Rio do Rastro**. Porto Alegre: CPRM/SRPA, 2002.
- CRAIG, J.R.; VAUGHAN, D.J.; SKINNER, B.J. **Resources of the Earth:**

Origin, Use and Environmental Impact. 3rd ed. New Jersey: Prentice Hall, 2001.

CRESESB [Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito]. *Geração Solar e Eólica no Brasil*. CD-ROM. Rio de Janeiro: CEPEL, 2000.

D'ARAUJO, R.P. Reflexões sobre o Futuro do Setor Elétrico. In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Apresentação em Powerpoint e notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.

DE PAULA, C.P. *Expansão da Oferta de Energia Elétrica – Aspectos Práticos e Metodológicos, com Ênfase na Opção Termoeletrica*. Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. São Paulo: USP, 1997.

DERMAUT, J., GEERAERT, B.E.A. *A Better Understanding of Greenhouse gas Emissions for Different Energy Vectors and Applications*. Bruxelas: World Energy Council, 2005

DNPM [Departamento Nacional da Produção Mineral]. *Anuário Mineral Brasileiro 2005*. Brasília: Departamento Nacional da Produção Mineral, 2005.

DOMINGUES, P.C.M. *A Interconexão Elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional*. Dissertação de Mestrado. Florianópolis: UFSC/Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2003.

DOS SANTOS, E.M., et al. *Gás Natural – Estratégias Para Uma Energia Nova no Brasil*. São Paulo: Annablume Editora, 2002.

DOS SANTOS, E.O., *Contabilização das Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa entre Ambientes Naturais e Reservatórios Hidrelétricos*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2006.

DOSSA, D. et al. *Produção e Rentabilidade de Pinus em Empresas Florestais*, Colombo, PR: Embrapa Florestas, 2002.

DUNHAM, F.B., et al. *Processos de Produção de Combustíveis Sintéticos: Análise das Trajetórias Tecnológicas*. In: *2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Anais, 2003.

DUTRA, R.M. *Energia Eólica*. In: *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2004.

\_\_\_\_\_. *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001.

- DUTRA, R.M. e SZKLO, A.S. A Energia Eólica no Brasil: PROINFA e o Novo Modelo do Setor Elétrico. In: *XI CBE – Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro: Anais, 2006.
- EC [European Commission] **Cenários WETO – World Energy Technology Outlook**. Bruxelas: EC, 2005.
- EIA [Energy Information Administration]. **Annual Energy Outlook 2006**. Washington: EIA/USDoE, 2006.
- \_\_\_\_\_. **Availability of Gasoline Imports in the Short to Mid Term: US Perspective**. In: *NPRA Annual Meeting*. Texas, março de 2002. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>>.
- \_\_\_\_\_. **Challenging Times for Making Refinery Capacity Decisions**. In: *NPRA Annual Meeting*, 2004. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>.
- \_\_\_\_\_. **International Electricity Analysis to 2025**. Washington: USDoE. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em abril de 2006.
- \_\_\_\_\_. **Refining Challenges: Changing Crude Oil Quality & Product Specifications**. In: *World Fuels Conference*, setembro de 2002. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>>.
- \_\_\_\_\_. **Annual Energy Outlook 2006**. Washington: EIA/USDoE, 2006.
- \_\_\_\_\_. **Annual Energy Outlook 2006 with projections to 2030, Pathways to Energy and Climate Change 2050**. Washington: EIA/USDoE, 2006
- \_\_\_\_\_. **Analysis Country Briefs**. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em janeiro e julho de 2006.
- \_\_\_\_\_. **International Energy Outlook 2005**. Washington: EIA/USDoE, 2005.
- \_\_\_\_\_. **Short-Term Energy Outlook**. Official Energy Statistics from the U.S. Government: Outubro de 2004. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>.
- ELETROBRÁS [Centrais Elétricas Brasileiras S.A.]. **Conta Consumo de Combustíveis**. Disponível em <<http://www.eletrabras.com.br>>. Acesso entre dezembro/2005 e abril de 2006.
- \_\_\_\_\_. **Diretrizes para Projetos de PCH**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999.

- \_\_\_\_\_. Efeito Estufa – Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2000.
- \_\_\_\_\_. Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1997
- \_\_\_\_\_. Plano Anual de Combustíveis 2005. Disponível em <<http://www.eletronuclear.com.br>>. Acesso em maio de 2006.
- \_\_\_\_\_. Plano Nacional de Energia Elétrica 1993 – 2015 – Plano 2015. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1992.
- \_\_\_\_\_. Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT. Informações (tabelas e mapas) referentes à atualização de julho de 2005. Disponíveis em <<http://www.eletronuclear.com.br>>. Acesso em julho de 2006.
- \_\_\_\_\_. Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas. Rio de Janeiro: Eletrobrás/ANEEL, 1999.
- ELETRONUCLEAR [Eletrobrás Termonuclear S.A.]. Angra 3 – Avaliação Econômico-Financeira do Empreendimento. Nota Técnica (DT/SG.T/GPO.T), revisão 2 (22.nov.2005). Rio de Janeiro: Eletronuclear, 2005.
- EMBRAPA [Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária]. Plano Nacional de Agroenergia 2006 – 2011. Brasília: MAPA, 2005.
- EPA [U.S. Environmental Protection Agency]. Profile of the Petroleum Refining Industry. Office of Enforcement and Compliance Assurance, setembro de 1995. Disponível em <<http://www.epa.gov/compliance/resources/publications/assistance/sectors/notebooks/petroleum.html>>.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional 2006 – Ano Base 2005. Rio de Janeiro: EPE, 2006.
- \_\_\_\_\_. Balanço Energético Nacional 2005 – Ano Base 2004. Rio de Janeiro: EPE, 2005.
- \_\_\_\_\_. Plano Decenal de Energia Elétrica 2006–2015. Rio de Janeiro: MME, 2006.
- \_\_\_\_\_. Mercado de Energia Elétrica, 2006–2015. Rio de Janeiro: EPE, 2005
- ERBER, P. Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas. Paper disponível em <[http://www.mct.gov.br/clima/comunic\\_old/pem01.htm](http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pem01.htm)>. Acesso em março de 2006.

- EXTERNE [Externalities of Energy]. **Methodology 2005 Update**. Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Alemanha: IER Universität Stuttgart, 2005.
- FAO-UN [Food and Agriculture Organization of the United Nations]. **Global Forest Resources Assessment 2005 – Progress Toward Sustainable Forest Management**. Forestry Paper 147. Roma: FAO-UN, 2005.
- \_\_\_\_\_. **Tendencias y Perspectivas del Sector Forestal en América Latina y el Caribe**. FAO Forestry Paper 148. Roma: FAO-UN, 2006.
- FAPRI [Food and Agricultural Policy Research Institute]. **U.S. and World Agricultural Outlook 2006**, In: *FAPRI Staff Report 06-FSR 1*. Missouri-Columbia, USA: Iowa State University / University of Missouri-Columbia, 2006. Disponível em <<http://www.fapri.iastate.edu/Outlook2006>>. Acesso em agosto de 2006.
- FARAH, M.A. **O Petróleo**. Apostila do curso de formação de Analista de Comércio e Suprimento da Petrobras. Rio de Janeiro: Petrobras, 2004
- FDTE [Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia]. **Balanco de Energia Útil 2005**. Brasília: MME, 2005.
- FERREIRA, D. **Curva de Hubber: Uma Análise das Reservas Brasileiras de Petróleo**. Tese de Mestrado. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2005.
- FRAIDENRAICH, N. **Tecnologia Solar no Brasil. Os próximos 20 anos**. 2002. Disponível em <[http://www.agr.unicamp.br/energia/Ener20/pdf/papers/paper\\_Fraidenraich.pdf](http://www.agr.unicamp.br/energia/Ener20/pdf/papers/paper_Fraidenraich.pdf)>. Acesso em outubro de 2006.
- FRAIDENRAICH, N. et al. **Energia Solar Fotovoltaica**. In: *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Organizador: Tolmasquim, M. T. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.
- FRANCO, G.H.B. **A Inserção Externa e o Desenvolvimento**, In: *Revista de Economia Política*, julho-setembro, 1998. pp 121-147, vol. 18.
- FRIGOLETTO, E. M. **Perfil Demográfico Atual do Brasil**. [s.l.]: [s.n.],2004.
- FROST, S. E. **Environmental assessment in the uranium industry**. In: *The Uranium Production Cycle and the Environment Seminar*. Vienna: IAEA, outubro de 2000.
- FULTON, L., HOWES, T. e HARDY, J. **Biofuels for Transport – An International Perspective**, Office of Energy Efficiency, Technology and R&D. França: IEA., 2004. Disponível em <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>>. Acesso em

outubro de 2006.

FULTON, L. *Reducing Oil Consumption in Transport: Combining Three Approaches*, 2004. Report Number EET/2004/01. Disponível em <<http://www.iea.org>>.

FURTADO, A. *As Grandes Opções da Política Energética Brasileira – o setor industrial de 80 a 85*, In: *Revista Brasileira de Energia*, nº 2, 1990. p 77-92, vol.1.

\_\_\_\_\_. *Crise energética e trajetórias de desenvolvimento tecnológico*. In: *Seminário O Brasil em Desenvolvimento*. Rio de Janeiro: UFRJ, 2003.

FURTADO, R. C. *The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil*, Tese de Doutorado. Londres: Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, 1996.

GABRIELI, J.S. *Petrobras*. In: *Rio Oil and Gas 2006*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: Petrobras, 2006.

GAGNON, L.; BELANGER, C.; UCHIYAMA, Y. *Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001*. In: *Energy Policy*, 2002. Disponível em <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>.

GARCIA, F.; S.C. BANDEIRA; E C.R. LUCINDA. *A contribuição econômica e social da indústria energia-intensiva brasileira*. Relatório de Pesquisa. Rio de Janeiro: FGV Consult, 2006.

GELLER, H., JANNUZZI, G. M., SCHAEFFER, R., TOLMASQUIM, M. T. *The efficient use of electricity in Brazil: progress and opportunities*. *Energy Policy*, volume 26, issue 11, September 1998, pages 859-872.

GE POWER. *Hydro Turbines*. Disponível em <[http://www.gepower.com/prod\\_serv/products/hydro/en/turbines](http://www.gepower.com/prod_serv/products/hydro/en/turbines)>. Acesso em fevereiro de 2006.

GIAMBIAGI, F. *Estabilização, Reformas e Desequilíbrios Macroeconômicos: Os anos FHC*. In: Castro, L.B. (org.), *Economia Brasileira e Contemporânea (1945-2004)*. p. 166-195. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005.

\_\_\_\_\_. *Necessidade de Financiamento do Setor Público: 1991/96 – bases para a discussão do ajuste fiscal no Brasil*. In: *Pesquisa e Planejamento Econômico*, abril de 1997, p.185-220, vol. 27.

\_\_\_\_\_. *Rompendo com a Ruptura: o Governo Lula (2003-2004)*. In: Castro, L.B. (org.), *Economia Brasileira e Contemporânea (1945-2004)*. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005.

GIAMBIAGI, F. e PASTORIZA, F. *Modelo de Consistência Macroeconômica*

- mica. Texto para Discussão, nº 52. Rio de Janeiro: BNDES, 1997.
- GIELEN, D., UNANDER, F. *Alternative fuels: an energy technology perspective*. In: *IEA Workshop on Technology Issues for the Oil and Gas Sector*. Paris: Anais, janeiro de 2005.
- GODET. *Manual de Prospectiva Estratégica – Da antecipação à acção*. (1ª ed.). Lisboa: Publicações Don Quixote, 1993.
- GOLDEMBERG, J e VILLANUEVA, L. D. *Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento*. São Paulo: Edusp, 2003.
- GOMES, A. P., CRUZ, P. R. e BORGES, L. P. *Recursos Minerais Energéticos: Carvão e Urânio*. In: *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*. Brasília: CPRM, 2003.
- GOMES, A. P. et al. *Carvão fóssil*. In: *Estudos Avançados*, n. 33, São Paulo, 1998. Vol.12. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200006&script=sci\\_arttext&tlng=pt](http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200006&script=sci_arttext&tlng=pt) ISSN 0103-4014>.
- GOMES, A. S., PALMA, J. C., SILVA, C. G. *Causas e Conseqüências do Impacto Ambiental da Exploração dos Recursos Minerais Marinhos*. In: *Brazilian Journal of Geophysics*, 2000. Vol. 18(3).
- GUARIGUATA, G. *Bottom-of-Barrel Conversion: Heavy Oil's Path to Market*. UNITAR Centre for Heavy Crude and Tar Sands, 1998. Disponível em <<http://www.oildrop.org>>.
- GUERREIRO, A., LUNDEQVIST, C. G. *The Cost of Thermolectric Power Generation in Brazil*. In: *Meeting of UNIPEDE/WEC Committee*. Taipei: WEC, março 1989.
- GUERREIRO, A.; ALVES, T.C.F. *Custos Hidrelétricos – Proposição de um Índice Composto para Atualização*. In: *VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1986*, São Paulo. Anais... São Paulo: VIII SNPTEE, 1986
- GUIMARÃES, Edson T. *Sistemas de Cogeração*, 2006. Disponível em <[www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br)>.
- HAFNER, M.; NOGARET, E. *Économie comparée du transport du gaz naturel et de l'électricité*. In: *Revue de l'Énergie*, n. 468, 1995.
- HALLOCK JR, J. L. et al. *Forecasting the Limits to the Availability and Diversity of Global Conventional Oil Supply*. In: *Energy* 29, 2004, p. 1673-1696.
- HAMELINCK, C. N., HOOIJDONK, G., FAAIJ, A. P. C. *Prospects for Ethanol from Lignocellulosic Biomass: Techno-Economic Performance as Development Progress*. Report NWS-E-2003-55, Copernicus

Institute – Science Technology Society – University Utrecht, The Netherlands, 2003. Disponível em <<http://www.chem.uu.nl/nws/publica/Publicaties2003/e2003-55.pdf>>. Acesso em outubro de 2006.

HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C. **Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash**. In: *Série Caminhos para Sustentabilidade*, n. 01. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.

HERMANN, J. **Economia Brasileira e Contemporânea (1945–2004)**. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005.

HESS, D. R., SOUZA, S. B. **O novo retrato populacional do Brasil**. In: *Revista Tempo e Presença*. Rio de Janeiro: CEDI, 1994. p. 5-8.

HITACHI. **Hydro Turbine**. Disponível em <<http://www.pi.hitachi.com.jp/hydraulic-turbine/product>>. Acesso em julho de 2006.

HORTA, M. H., PIANI, G. e KUME, H. **A Política Cambial e Comercial**. In: *Perspectivas da Economia Brasileira*. Rio de Janeiro: IPEA, 1992.

HORSNELL, P. **Oil in Asia – Markets, Trading, Refining and Deregulation**. Oxford: Oxford University Press, 1997.

HUNTINGTON, H.G. **Natural Gas: a bridge or a chasm?** In: *Energy Modeling Forum*. Washington: Stanford University, 2005.

HYDRO-QUÉBEC. **Hydro-Québec Environmental Report 2002**. Disponível em <<http://www.hydroquebec.com/environment>>. Acesso entre março e junho de 2006.

IAEA [International Atomic Energy Agency]. **Analysis of Uranium Supply to 2050**. Viena: IAEA, 2001.

\_\_\_\_\_. **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development**. Produzido por COPPE/UFRJ, CENBIO/USP e UN/DESA. Viena: IAEA, 2006.

\_\_\_\_\_. **Guidelines for Comparative Assessment of the Environmental Impacts of Waste from Electricity Generating systems**. TECDOC-787. Viena: IAEA-, 1995.

\_\_\_\_\_. **Methods of Exploitation of different types of uranium deposits**. IAEA-TECDOC-1174. Viena, Áustria, setembro de 2000.

\_\_\_\_\_. **Nuclear Forecasts – Projections up to 2030**. Consultancy Group on Nuclear Capacity. Viena: IAEA, 2006.

\_\_\_\_\_. **Indicators for Sustainable Energy Development**. Viena: IAEA, 2005.

IAPG [Instituto Argentino del Petróleo y del Gas]. **Petrotecnica**. Revista

- del IAPG. Ano XLVI. N° 4. Buenos Aires: IAPG, agosto de 2005.
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Censo Demográfico 1991**. Disponível em: <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso em março de 2006.
- \_\_\_\_\_. **Censo Demográfico 2000 – Primeiros Resultados da Amostra**. Rio de Janeiro: IBGE, 2002.
- \_\_\_\_\_. **Estatísticas do século XX**. Rio de Janeiro: IBGE (Centro de Documentação e Disseminação de Informações), 2003.
- \_\_\_\_\_. **Estimativas Populacionais do Brasil, Regiões Geográficas, Unidades da Federação e Municípios, Metodologia Completa**. Rio de Janeiro: IBGE, agosto de 2002. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br>>
- \_\_\_\_\_. **Indicadores Agropecuários 1996 – 2003**. In: *Série Estudos e Pesquisas – Informação Econômica*. n. 3. Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária – Diretoria de Pesquisas – IBGE, 2004.
- \_\_\_\_\_. **Pesquisa Nacional de Saneamento básico 2000**. Rio de Janeiro: IBGE, 2002.
- \_\_\_\_\_. **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios – PNAD (vários anos)**. Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso em março de 2006.
- \_\_\_\_\_. **Pesquisa Nacional por Amostragem Domiciliar 1999–2004**. Rio de Janeiro: IBGE, 2005.
- \_\_\_\_\_. **Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura – 2002**. Vol. 17. Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária – Diretoria de Pesquisas – IBGE, 2003.
- \_\_\_\_\_. **Produção Agrícola Municipal – Culturas Temporárias e Permanentes 2004**. Vol. 31. Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária – Diretoria de Pesquisas – IBGE, 2005.
- \_\_\_\_\_. **Produção Agrícola Municipal – Cereais, Leguminosas e Oleaginosas 2005**. Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária – Diretoria de Pesquisas – IBGE, 2006.
- \_\_\_\_\_. **Produção Agrícola Municipal 1990 a 2004**. Rio de Janeiro: IBGE, 2006.
- \_\_\_\_\_. **Banco de Dados Agregados de Silvicultura e Extração Vegetal**. SIDRA [Sistema IBGE de Recuperação Automática]. Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso em agosto de 2006.
- \_\_\_\_\_. **Produção Agrícola Municipal**. SIDRA [Sistema IBGE de

Recuperação Automática]. Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso entre junho e agosto de 2006.

\_\_\_\_\_. **Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o período 1980–2050 – Revisão 2004 – Metodologia e Resultados.** Rio de Janeiro: IBGE, outubro de 2004.

\_\_\_\_\_. **Projeção da População Total Residente (Regiões Geográficas e Unidades da Federação) para o período 1980/2020.** Rio de Janeiro: IBGE, 2004.

\_\_\_\_\_. **Sinopse Preliminar do Censo Demográfico. Vol. 7.** Rio de Janeiro, IBGE, 2001.

\_\_\_\_\_. **Tendências Demográficas: Uma Análise dos Resultados da Sinopse Preliminar do Censo Demográfico 2000.** In: *Série Estudos e Pesquisas. Informação Demográfica e Socioeconômica*, n. 6. Rio de Janeiro: IBGE, 2001.

IEA [International Energy Agency]. **Coal Information.** Paris: IEA, 2005.

\_\_\_\_\_. **Energy technologies for the 21st Century.** Paris: IEA, 1997.

\_\_\_\_\_. **Energy Technologies Perspectives – 2006. Scenarios and Strategies to 2050.** Paris: IEA, 2006

\_\_\_\_\_. **Key World Energy Statistics 2005.** Paris: IEA, 2005.

\_\_\_\_\_. **Key World Energy Statistics 2006.** Paris: IEA, 2006.

\_\_\_\_\_. **Oil in Power Generation.** 1997. Disponível em <<http://www.iea.org>>.

\_\_\_\_\_. **Renewables for Power Generation: Status and Prospects.** [s.n]: OECD, 2003.

\_\_\_\_\_. **World Energy Outlook 2004.** Paris: IEA, 2004.

\_\_\_\_\_. **World Energy Outlook 2006.** Paris: IEA, 2006.

IFP [Institute Français du Pétrole]. **GTL: Prospects for development.** Disponível em <<http://www.ifp.fr>>. Acesso em maio de 2006.

IHA [International Hydropower Association]. **The Role of Hydropower in the Sustainable Development.** Londres: IHA, 2003.

INB [Indústrias Nucleares do Brasil S.A.]. **A Produção de Combustível para Geração Nucleoelétrica no Brasil.** Apresentação em Power-Point. [s.l.]: INB, 2003.

INMETRO [Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial]. **Tabelas de consumo/eficiência energética.** Disponível

em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/tabelas.asp>>. Acesso em abril de 2006.

IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change]. **Climate Change: The Scientific Basis in 1990**. Contribution of Working Group I to the First Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 1ª ed. Cambridge, UK e New York, USA: Cambridge University Press, 1990.

\_\_\_\_\_. **Mudança do Clima 1995**, Sumário para formuladores de Políticas, contribuição do Grupo de Trabalho I ao Segundo Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, 1ª ed. Brasília: MCT, 2000.

\_\_\_\_\_. **Greenhouse gas inventory reporting instructions – IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Vols. 1-3. Londres: IPCC/UNEP/OECD/IEA, 1996.

IPT-SP. **Lixo Municipal – Manual de Gerenciamento Integrado**. São Paulo: IPT, 1998.

IRN [International Rivers Network]. **Letter to Ken Newcombe**. Disponível em <<http://www.irn.org/programs/greenhouse/...>>. Acesso em agosto de 2006.

\_\_\_\_\_. **Tropical Hydropower is a Significant Source of Greenhouse Gas Emissions**. Disponível em <<http://www.irn.org/programs/greenhouse/...>>. Acesso em agosto de 2006.

JENSEN, J. T. **The LNG revolution**. In: *Energy Journal of the International Association for Energy Economics*. n. 2, vol. 24. Weston (EUA): IAEE, 2003.

JUNGINGE, M. R., FAAIJ, A. e TURKENBURG, W. C. **Cost reduction prospects for offshore wind farms**. In: *Wind Engineering*, 28 (1), pp. 97-118.

KELMAN, J. **Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em consideração o uso múltiplo da água**. Brasília: ANA, novembro de 2002.

KIM, T. e RO, S. **Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquified natural gas**. In: *Energy*, nº 9., vol. 25, p. 841-856. 2000

KNOBEL, M. **Fusão Nuclear: Alternativa para o Futuro?**. In: *Com Ciência – Revista eletrônica de jornalismo científico* (<<http://www.comciencia.br>>). São Paulo: SBPC, 2000.

- KOOPMANS, A., KOPPEJAN, J. Agricultural and Forest Residues – Generation, Utilization and Availability. In: *Regional Consultation on Modern Applications of Biomass Energy*. (p. 6-10). Kuala Lumpur (Malásia): [s.n.], janeiro de 1997.
- KROPOSKI, B. e DEBLASIO, R. Technologies for the New Millennium: Photovoltaics as a Distributed Resource. Golden: NREL, 2000.
- KUMAR, A. Preliminary Analysis of Sector Based Proposal: Case Study for India. In: *Dialogue on Future International Actions to Address Global Climate Changes*. Apresentação em PowerPoint. Lima (Peru): [s.n.], 2005.
- LA ROVERE, E. L (coord). Avaliação ambiental estratégica para o Setor de Petróleo e Gás Natural no Sul da Bahia. Rio de Janeiro: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003. Disponível em <[http://www.lima.coppe.ufrj.br/aae\\_relatoriofinal](http://www.lima.coppe.ufrj.br/aae_relatoriofinal)>. Acesso em dezembro de 2005.
- LA ROVERE, E. L. et al. Estudo de cadeias energéticas para geração de eletricidade: impactos ambientais. Relatório parcial 1. Rio de Janeiro: Convênio MMA/CENERGIA, 2005.
- \_\_\_\_\_. Second Generation Model – SGM Brazil: Improved Treatment of Biomass. Report of 2nd Phase, 2nd Stage. Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2005.
- LAHERRERE, J. Future of natural gas supply. Berlim: ASPO, maio de 2004.
- LBST [Ludwig Bolkow Systemtechnik]. Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study. Setembro de 2002. Disponível em <[http://www.lbst.de/index\\_\\_e.html](http://www.lbst.de/index__e.html)>. Acesso em outubro de 2006.
- LEITE, N. B. A Questão Florestal e o Desenvolvimento. In: *Seminário Setorial Papel e Celulose*. Rio de Janeiro: BNDES, julho de 2003.
- LEITE, R. C. C. et al.. Estudo Sobre as Possibilidades e Impactos da Produção de Grandes Quantidades de Etanol Visando à Substituição Parcial de Gasolina no Mundo. Campinas: NIPE/UNICAMP, 2005.
- LEVELTON Engineering Ltd. Assessment of Net Emissions of Greenhouse Gases from Ethanol-Blended Gasolines in Canada: Lignocellulosic Feedstock. Levelton Engineering Ltd, R-2000-2. [s.l.]: , in association with(S&T)2 Consultants Inc., 2000.
- LICHT, F. O. World Ethanol Markets: The Outlook to 2015. In: *Special Report* nº 138. Kent, UK: [s.n.], 2006.
- LIMA [Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente]. Avaliação Ambiental Estratégica para o Setor de Petróleo e Gás Natural no Sul da Bahia. 2003. Disponível em <<http://www.lima.coppe.ufrj.br>>.

- LIN, J. T. **Status Quo of Photovoltaic Status Quo of Photovoltaic Industry in Taiwan**. Apresentação em powerpointy. Taiwan: [s.n.], 2005.
- LONGO e PIRRÓ, W. **Programas Mobilizadores**. In: *Seminário preparatório da 3ª Conferência Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação – 3ª CNCTI*. Brasília: CGTEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2005.
- LOPES, F. **O Choque Heterodoxo – Combate à Inflação e Reforma Monetária**, Rio de Janeiro: Ed. Campus, 1986.
- LORA, E. E. S., NASCIMENTO, M. A. R. **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação**. Vol. 1 e 2. [s.l.]: Editora Interciência, 2004.
- MAB [Movimento de Atingidos por Barragens]. **O Atual Modelo Energético**. Disponível em <<http://www.mabnacional.org.br>>. Acesso em fevereiro de 2006.
- MACEDO, I. C., NOGUEIRA, L. A. H. **Avaliação da Expansão da Produção do Etanol no Brasil**. In: *Cadernos NAE/Biocombustíveis – Processos Estratégicos de Longo Prazo*, n. 2. Brasília: NAE/PR, 2005.
- MACHADO, I. F. **Recursos Minerais – Política e Sociedade**. São Paulo: Edgard Blucher, 1989.
- MAISONNIER, G. **GTL: Prospects for development**. *Panorama 2006*. In: *Revue de l'Énergie*, n. 564, pp 100-104, março-abril de 2005.
- MANECHINI, C., RICCI, A., e DONZELLI, J. L. **Benefits and Problems of Trash Left in the Field**. In: HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash, Série Caminhos para Sustentabilidade*, n. 01, cap. 3. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.
- MANOEL FILHO, J. **Contaminação das Águas Subterrâneas**. In: Feitosa, F. A. C. (org.) *Hidrogeologia: Conceitos e Aplicações*. p. 109-132. Fortaleza: CPRM/REFO, 2000.
- MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio – Mundial e Brasil**. Brasília: Assessoria de Gestão Estratégica – AGE, 2006.
- \_\_\_\_\_. **Dados Estatísticos – Culturas** (baseado em Produção Agrícola Municipal e Levantamento Sistemático da Produção Agrícola, dez/05, do IBGE). Disponível em <[http://www.agricultura.gov.br/portal/page?\\_pageid=33.969696&dad=portal&schema=PORTAL](http://www.agricultura.gov.br/portal/page?_pageid=33.969696&dad=portal&schema=PORTAL)>. Acesso em julho de 2006.
- \_\_\_\_\_. **Açúcar e Álcool no Brasil**. Nota Técnica. Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia. Secretaria de Produção e Agro-

- energia. Brasília: MAPA, 2006.
- MAPLES, R. *Petroleum Refinery Process Economics*. USA: Penn Well Corporation, 2000.
- MARIANO, J.B. *Impactos Ambientais do Refino do Petróleo*. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPE/UFRJ, 2001.
- MARTINS, C. *Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Atividade de Refino de Petróleo no Brasil*. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2002.
- MASSERON J. *Petroleum Economics*. 4ª ed. Paris: Editions Technip, 1990.
- MEDEIROS, A. M. *Bases metodológicas para incorporação da variável ambiental no planejamento da expansão termelétrica no Brasil*. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2003.
- MELO, A. C. G. *Brazilian Workshop on Modelling and Energy Planning*. In: *Session 5: Modelling in the Electricity Sector*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: CEPEL, 2004.
- MINGACHO, P. C.; PORTELLA, M.M. e PINHEIRO, M.D. *Tipologia dos Impactos Ambientais Associados às Fontes de Energias Renováveis*. Portugal: [s.n.], 2003. Disponível em <<http://www.meteo.ist.utl.pt/~jjdd/LEAMB>>.
- MIT [Massachusetts Institute of Technology]. *The Future of Nuclear Power – An Interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts: MIT, 2003.
- MMA [Ministério do Meio Ambiente]. *Diretrizes ambientais para o setor mineral*. Brasília: MMA, 1997.
- MME [Ministério das Minas e Energia]. *O Novo Modelo do Setor Elétrico*. Brasília: MME, 2004.
- \_\_\_\_\_. *Programa de Reestruturação Institucional do Setor Mineral – PRISMA*. Brasília: MME/SMM, 2001.
- MODIANO, E. *A Ópera dos Três Cruzados*. In: Marcelo de Paiva Abreu (org.) *A Ordem do Progresso: cem anos de política econômica republicana, 1889-1989*. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 1989.
- MORAIS, I. R. D. *Dinâmica Demográfica e Desenvolvimento no Brasil*. Caicó: UFRN-CERES, 2004.
- MOSS, H. e LIMA, J. *Energias Solar e Eólica: Estado Atual e Perspectivas*. In: *1º Workshop de Energias Renováveis*. Maceió, AL:

- CRESESB-CEPEL, 2004.
- MOTTA, R. S. *Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais*, 1ª ed.. Brasília: MMA, 1998.
- MÜLLER, A.C. *Hidrelétricas – Meio Ambiente e Desenvolvimento*. São Paulo: Makron Books, 1995.
- MUNIZ, A. L. e ANDRADE, J. F. M. *Potencial Técnico de Cogeração do Setor de Papel e Celulose no Brasil: Presente e Futuro*, In: *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo II – Produção Térmica e Fontes Não Convencionais*, 1999, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999.
- NAE [Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da Republica]. *Mudança do Clima, Negociações Internacionais, Vulnerabilidade, Impactos e Adaptação a Mudanças do Clima*. n. 3. vol. 1. Brasília: NAE, 2005.
- NASCIMENTO, M. V. G. et al. *Energia Eólica*. In: *Fontes Alternativas de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Ed. Ciência Moderna, 2004.
- \_\_\_\_\_. *Energia Heliotérmica*. In: *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2003.
- \_\_\_\_\_. *Opções à Geração Dieselétrica para Sistemas Isolados na Região Norte: eólica, hidrocínética e biomassa*. In: *XV Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1999, Foz do Iguaçu, Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999.
- NATTA [Network for Alternative Technology and Technology Assessment]. *NATTA's Journal Renew*. n. 153, jan-fev 2005. Artigos diversos. Disponível em <<http://eeru.open.ac.uk/natta/rol.html>>. Acesso em agosto de 2006.
- NEA [Nuclear Energy Agency] e IAEA [International Atomic Energy Agency]. *Uranium 2003: Resources, Production and Demand ("Red Book")*. Paris: OECD, 2004.
- NEA [Nuclear Energy Agency]. *Projected Costs of Generating Electricity. 2005 Update*. Paris: OECD, 2005.
- NEGRI, J. C. e VIEIRA, S. *As emissões de Poluentes nas Usinas Termoeletricas à Gás Natural: um estudo de caso*. In: *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo II – Produção Térmica e Fontes Não Convencionais*, 1999, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999
- NOGUEIRA, L. A. H. e LORA, E. E. *Wood Energy: Principles and Applications*. [s.l.]: Núcleo de Excelência em Geração Termoeletrica Distribuída – NEST, do Instituto de Engenharia Mecânica – IEM,

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2002. Disponível em <[http://www.net.efei.br/portugues/Downloads/Files/Capitulo\\_1F.pdf](http://www.net.efei.br/portugues/Downloads/Files/Capitulo_1F.pdf)>. Acesso em junho de 2006.

NUNES, L.S. *A Dinâmica dos Preços Internacionais do Petróleo*. Monografia de Bacharelado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2000.

NUTI, M. R. *A integração energética na América do Sul: escalas, planejamento e conflitos*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: IPPUR/UFRJ, 2006.

OBSTFELD, M. e ROGOFF, K.. *The Unsustainable US Current Account Position Revisited*. NBER Working Paper 10869. Disponível em <<http://www.nber.org/papers/w10869>>, 2005.

ODUM, E. P. *Ecologia*. Rio de Janeiro: Guanabara Koogan, 1988.

OIL & GAS JOURNAL. *Petrochem complex shields refining profits*. 3 de agosto de 1998. p. 62-64.

OLIVEIRA, E. C. *Programa Brasileiro de Geração Nuclear*. Apresentação em PowerPoint. Disponível em <<http://www.eletronuclear.gov.br>>. Acesso em março de 2006.

OLIVEIRA, J.C.; FERNANDES, F. *Metodologia e considerações acerca da projeção da população do Brasil: 1980–2020*. In: *São Paulo em Perspectiva*, n. 2, vol. 10, pp. 116-123, abril-junho de 1996.

OLIVEIRA, J. T. S.; SILVA, J. C. *Variação Radial da Retratibilidade e Densidade Básica da Madeira de Eucalyptus Saligna*. In: *Revista Árvore*, n. 3, vol. 27, pp. 381-385. Viçosa: Sociedade de Investigações Florestais, 2003..

OLIVEIRA, R. G. *Análise de Desempenho Regulatório: Lições da experiência britânica na indústria de eletricidade*. Tese de doutorado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE, 2004.

OLIVÉRIO, J. L. *Ganhos de Produtividade e Gestão nas Usinas, Etanol: Perspectivas e Oportunidades para a Agroindústria*. São Paulo: Dedini, 2006.

OTTINGER, R.L. *Environmental costs of electricity / prepared by Pace University center for environmental legal studies*. New York: Oceana Publications, 1991.

PACKER, P. *Refining: restructuring for profit*. In: *Hydrocarbon Engineering*. Farnham: Palladian Publications, janeiro de 2000.

PASTORE, A. C. *A Reforma Monetária do Plano Collor*. In: Clóvis de Faro (org.), *O Plano Collor – Avaliação e Perspectiva*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 1990.

PEREIRA, J. C. D. et al. *Características da madeira de algumas espécies*

- de eucalipto plantadas no Brasil. Documentos Embrapa Florestas, vol. 38, 2000. Disponível em <<http://www.cnpf.embrapa.br/publica/seriedoc/edicoes/docum38.pdf>>. Acesso em julho de 2006.
- PEREIRA, E. M. D. et al. *Energia Solar Térmica*. In: "*Fontes Alternativas de Energia no Brasil*". Rio de Janeiro: Ed. Ciência Moderna., 2004.
- PEREIRA, N. M., *Energia Nuclear: Da Energia Inesgotável à Energia Limpa*. In: *Revista Brasileira de Energia*. Junho de 2001.
- PERRUT, F. M. *Potencial para difusão das tecnologias alternativas ao transporte de gás natural no Brasil: o caso do gás natural comprimido e gás natural liquefeito*. Monografia de bacharelado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, agosto de 2005. Disponível em <<http://www.ie.ifrj.br>>. Acesso em maio/2006.
- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S/A]. *Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro*. Apresentação em powerpoint, do Diretor de Abastecimento, Paulo Roberto da Costa. Março de 2006. Disponível em <[http://www2.petrobras.com.br/portal/frame\\_ri.asp?pagina=/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/Apresentacoes.asp](http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/Apresentacoes.asp)>. 2006.
- \_\_\_\_\_. *Plano de Negócios 2006–2010*. Rio de Janeiro: Petrobras, agosto de 2005.
- \_\_\_\_\_. *Plano de Negócios 2007–2011*. Rio de Janeiro, 2006.
- \_\_\_\_\_. *Plano Estratégico Petrobrás 2015*. maio de 2004.
- \_\_\_\_\_. *Quem te viu, Quem te vê*. In: *Revista Petrobras*. n. 109. Rio de Janeiro: Petrobras, novembro de 2005.
- PINELLI, M.S. e PERTUSIER, R.R.,. *Tendências de investimento e perspectivas para o refino mundial*. In: *Rio Oil and Gas Conference* . Rio de Janeiro, outubro de 2004.
- PINHEL, A. C. C. *Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco X Retorno*. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000.
- PORTO, L. *Energias Renováveis no Brasil: Perspectivas para o Setor*. Apresentação em powerpoint. Rio de Janeiro: MME, 2005.
- POU, M. S. *A Indústria de Papel no Brasil*. In: *Seminário Setorial Papel e Celulose*. Rio de Janeiro: BNDES, julho de 2003.
- PRATES, C.T., COSTA, R.C. e PASTORIZA, F.A. *Setor de Petróleo e Gás Natural: Perfil dos Investimentos*. In: *BNDES Setorial*, n. 22 (pp. 3–28). Rio de Janeiro: BNDES, setembro de 2005.
- PRATES, D. e ROCHA, G. *Estudo da indústria do gás natural e seu inter-*

relacionamento com o setor elétrico na Bahia: perspectivas e potencialidades. In: *Revista Desenharia*, n. 4, vol. 2, pp 137-157. Salvador, 2006.

PREIB, A. *Renewables, Energies of the Future. The German Example*. Apresentação em powerpoint. Jönköping: [s.n.], 2006.

PROCEL [Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica]. *Catálogo Selo Procel 2005*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2006.

\_\_\_\_\_. *Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Uso. Segmento Residencial BT. Relatórios Técnicos*. Rio de Janeiro: Eletrobrás/PUC-RJ, 2006.

PRUNES, C. *Demografia e Emprego*. In: *XVIII Fórum da Liberdade*. Porto Alegre: [s.n.], maio de 2005.

RAHMIN, I. I. *Stranded gas, diesel needs push GTL work*. In: *Oil & Gas Journal*. Pp. 18-26, ed. de 14 de março de 2005.

RAMAGE, J. *Hydroelectricity*. In: BOYLE, G. (Ed.). *Renewable Energy: power for a sustainable future*. Oxford: Oxford University Press, 1996.

RAZAVI, H. *Innovative Approaches to Financing Environmentally Sustainable Energy Development in Northeast Asia*. Pequim: [s.n.], 1997. Disponível em <<http://www.nautilus.org/archives>>. Acesso em abril de 2006.

REAL, R. V. *Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento de Projeto de GNL para o Cone Sul: Uma Alternativa para a Monetização das Reservas de Gás da Região*. Tese de mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2005.

REGAUKAS, A. J. et al. *The path forward for biofuels and biomaterials*. In: *Science*, vol. 311, pp 484-489, edição de janeiro de 2006.

REIS, M. M. *Custos Ambientais Associados a Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural*. Tese de mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001.

RESENDE, I. *Carvão Mineral no Brasil*. Apresentação em powerpoint. Rio de Janeiro: [s.n.], 2006.

RESENDE, A. L. *A Moeda Indexada: uma proposta para eliminar a inflação inercial*. In: José M.Rego (org.) *Inflação e Hiperinflação: Interpretações e Retórica*. São Paulo: Bial, 1986.

RESNICH, S. *Integración Regional*. In: *Seminario Internacional de*

- Interconexiones Regionales*. Apresentação em powerpoint. Santiago, Chile: [s.n], 2003.
- RETHORE, T. The changing role of the government in the international natural gas industry. Industry discussion paper. In: *Interscience*, vol. 12, pp 28-31, janeiro de 1998.
- RIBEIRO, C. M. Universalização do Serviço de Energia Elétrica, Eletrificação Rural e o Papel da Energia Solar Fotovoltaica. In: Tolamsquim, M. T. (coord.) *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 2004.
- RIBEIRO, L.B. O Transporte de Petróleo e Derivados como um dos Fatores de Decisão para a Localização de Refinarias. Monografia.. Rio de Janeiro: MBP/COPPE/UFRJ, 2003.
- RIBEIRO, L.S. O Impacto do Gás Natural nas Emissões de Gases de Efeito Estufa: O Caso do Município do Rio de Janeiro. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2003.
- RIBEIRO, M.A. Ecologizar – Pensando o Ambiente Humano. 2003. Disponível em <<http://www.ecologizar.com.br>>.
- RICHARDS, G. Asia's refining surplus typifies bad choices in decisions to add capacity. *Oil & Gas Journal*, pp 17-20, edição de 15 de março de 1999.
- RODRIGUES, B. Gasoduto virtual: uma alternativa da expansão do uso. Disponível em <<http://www.gasnet.com.br>>. Acesso em maio/2006.
- RODRIGUES, L. C. E. Tópicos de Economia Florestal. Documentos Florestais, pp 1-19. Piracicaba: ESALQ/USP, fevereiro de 1991.
- RODRIGUES FILHO, J. P. Trash Recovery Cost. In: HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash, Série Caminhos para Sustentabilidade*, nº 01, cap. 12. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.
- ROCHA, A.G., Comercialização de Energia Elétrica e Formação de Preços. In: *Fórum Continuado de Energia*. Rio de Janeiro, 2003. Apresentação em PowerPoint. Disponível em <<http://www.ebape.fgv.br/novidades>>. Acesso em fevereiro de 2006.
- ROSA, L. P. Aspectos da Segurança dos Reatores Relacionados à Transferência de Angra I e II de Furnas para a Nuclen. 1997. Disponível em <<http://www.ivig.coppe.ufrj.vr>>. Acesso em março de 2006.
- ROSA, L.P. (org). *Energia e Crise*. Petrópolis: Ed Vozes, 1984.
- ROSA, L. P. e SCHECHTMAN, R. Avaliação de Custos Ambientais da Geração Termelétrica: inserção de variáveis ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico. In: *Caderno de Energia*, n. 9, pp. 159-256. Rio de Janeiro: [s.n.], março de 1996.

- ROSA, L. P., SCHECHTMAN, R. e RIBEIRO, K. S. Emissões de Dióxido de Carbono por Queima de Combustíveis: Abordagem Top-Down. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeitos Estufa. Brasília: MCT, 2002.
- ROSA, R. N. Combustíveis Fósseis – O Problema do Peak Oil. Centro de Geofísica de Évora, Universidade de Évora, Instituto Superior Técnico, Association for the Study of Peak Oil. Apresentação Power-Point. Rio de Janeiro, 2005.
- ROSILLO-CALLE, F., BAJAY, S. V. e ROTHMAN, H. Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira. Campinas: Editora Unicamp, 2005.
- RUDIN, M. Russian refiners slowly building new units, upgrading refined product quality. Oil & Gas Journal, pp 40-47, edição de 2 de agosto de 2004.
- SAMUELSON, R.D. e TAYLOR, M.S. Oil Price Assumptions for Energy Outlook – Discussion Paper. Wellington, NZ: Ministry of Economic Development, 2005.
- SANIERE, A. Gas reserves, discoveries and production. Panorama 2006. Paris: IFP, 2006.
- SANTOS, C. M. P.; COELHO, J.; DIAS, A. Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras. In: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1999. Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999.
- SANTOS, M. F. M. A Importância da Complementaridade Térmica, In: Soluções BR Mercado Consumidor, n.12, pp 42-46, março-abril de 2004.
- SAUER, I. L. e VIEIRA, J. P. COPEL [Companhia Paranaense de Energia]: Observações quanto à avaliação e preço mínimo. Relatório de avaliação. Monografia disponível em <<http://www.ieee.usp.br/biblioteca/producao/2001/monografias>>.
- SCHAEFFER, R. et al. Energia e pobreza: problemas de desenvolvimento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil. Technical report prepared for División de Recursos Naturales e Infraestructura – CEPAL. Santiago do Chile: [s.n.], 2003.
- SCHAEFFER, R. e SZKLO, A. S. Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change. In: *Energy Policy* (29) 5, pp 335-369, 2001.
- SCHAEFFER, R. (Coord.). Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino

- Nacional até 2015. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2004.
- SCHAFFER, R., SZKLO, A. S. e MACHADO, G. V. (coords.). *A Matriz Energética Brasileira 2003–2023*. Relatório final. Rio de Janeiro: MME, 2004.
- SCHAEFFER, R., SZKLO, A. e SCHULLER, M. *Climate Change Mitigation in Brazil*. In: Chander, W (org). *climate Change mitigation in Developing Countries – Brazil, India, Mexico, South Africa and Turkey*. Virginia / USA: Pew Center on Global climate Change, 2002.
- SEBRAE/RJ [Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Rio de Janeiro]. Setor fiação e tecelagem. Projeto: *Conservação de energia nas pequenas e médias indústrias do estado do Rio de Janeiro*. Relatório final. Rio de Janeiro: SEBRAE, 1997.
- SECRETARIA DE ENERGÍA DA ARGENTINA. *Informe del Sector Electrico. Año 2004*. Buenos Aires: SEA, 2004.
- SEVA FILHO, A. O., SANTI, A.M.M. e ROSA, A.C. *Licenciando Termelétricas de Grande Porte em Áreas Poluídas: Avaliação de um Caso na Região Metropolitana de Belo horizonte, MG e Comparação com casos em São Pulo e Paraná*. In: *IX Congresso Brasileiro de Energia*, 2001. Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IX CBE, 2001.
- SHEL GROUP. *Energy Needs, Choices and Possibilities – Scenarios to 2050*. [s.l.]: Shell, 2006.
- SHIMIZU, J. Y. et al. *Cultivo do Pinus – Sistemas de Produção 5*. Versão Eletrônica. Embrapa Florestas, 2005. Disponível em <<http://www.sistemasdeproducao.cnptia.embrapa.br/FontesHTML/Pinus/CultivodoPinus/index.htm>>. Acesso em julho de 2006.
- SHUHUA, Gu; WENQIANG, Liu. *The Role of Renewable Energy Options in China's Present and Future Energy System*. Disponível em <<http://www.nautilus.org>>. Pequim: ITEESA, 2000.
- SILVEIRA, J.P. *A abertura de mercado abastecimento de combustíveis: a nova estrutura tributária e a evolução da desregulamentação de preços*. Nota Técnica. Rio de Janeiro: ANP, 2002.
- \_\_\_\_\_. *Regulação de monopólios e defesa da concorrência: um estudo sobre a indústria de gás natural no Brasil*. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2000.
- SIMONSEN, M. H. *A Inflação Brasileira: lições e perspectivas*. In: *Revista de Economia Política*, vol. 5, pp. 15–30, outubro-dezembro de 1985.
- \_\_\_\_\_. *Inflação: Gradualismo x Tratamento de Choque*. Rio de Janeiro: APEC Editora, 1970.

- SIQUEIRA, M. M. et al. **Características Físicas, Químicas e Anatômicas da Madeira de Pinus merkusi**. Comunicado Técnico Embrapa Florestas, n. 65, novembro de 2001. Disponível em <[http://www.cnpf.embrapa.br/publica/comuntec/edicoes/com\\_tec65.pdf](http://www.cnpf.embrapa.br/publica/comuntec/edicoes/com_tec65.pdf)>. Acesso em julho de 2006.
- SIVIERI, R. **Perspectivas de oferta e demanda de gás natural no Brasil**. In: *Expo GNV 2005*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: [s.n.], outubro de 2005.
- SOARES, J. B. **Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergéticos e na cogeração em regime "topping"**. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.
- \_\_\_\_\_. **Potencial de conservação de energia e de mitigação das emissões de gases de efeito estufa para a indústria brasileira de cimento Portland**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1998.
- SORIANO, S. **Atendendo a demanda através do GNL e do GNC**. In: *Expo GNV 2005*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: [s.n.], outubro de 2005.
- SOUSA, W. L. **Impacto Ambiental de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa de Duas Abordagens**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/ UFRJ, 2000.
- SOUZA, Z. et al. **Centrais Hidrelétricas – Estudos para Implantação**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999.
- SPATHELF, P., SELING, I. e BORGES, R. Z. **Avaliação Econômica da Recuperação de Áreas Mineradas na Empresa Copelmi Mineração S.A. – Butiá, RS, Brasil**. In: *Ciência Rural*, nº 5, vol. 31. Santa Maria: 2001.
- STAVINS, R., WAGNER, A.F. e WAGNER, G. **Interpreting Sustainability in Economic Terms: Dynamic Efficiency plus Intergenerational Equity**. USA: Harvard University, 2002.
- STCP Engenharia de Projetos Ltda. **O Apagão e o Brasil Florestal 2020**. Informativo STCP, nº 8, pp 04-09, Curitiba: STCP, 2005.
- STELL, J. **Worldwide construction update**. Oil & Gas Journal, vol. 44, pp 56-93, 2000.
- STOSUR, G. **Energy in the XXIst century- unconventional oil and gas**. In: *Revue Geologues*, nº 127, 2000.. Disponível em <<http://www.cifeg.org/print.php?lang=en&page=technical&rub=energy>>. Acesso em julho de 2006.

- SÜFFERT, R. L., BAJAY, S. V. e LIMA, C.R. *Energia, Sociedade e Desenvolvimento Sustentável: O Caso da Reposição de Florestas Plantadas no Rio Grande do Sul*. Disponível em <<http://www.aondevamos.eng.br/verdade/artigos/enersoc.htm>>. Acesso em dezembro de 2005.
- SZKLO, A.S. *Especificação de Qualidade, Consumo de Energia e Emissões de CO<sub>2</sub> em Refinarias de Petróleo*. In: *XI Congresso Brasileiro de Energia*, 2006. Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IX CBE, 2006.
- \_\_\_\_\_. *Fundamentos do Refino de Petróleo*. Rio de Janeiro: Ed Interciência, 2005.
- \_\_\_\_\_. *Notas sobre conceitos de exploração e produção de petróleo*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2005.
- \_\_\_\_\_. *Tendências de desenvolvimento da cogeração a gás natural no Brasil*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.
- SZKLO, A. S. e SCHAEFFER, R. *Alternative energy sources or integrated alternative energy systems? Oil as a modern lance of Peleus for the energy transition*. In: *Energy*, n. 14, vol. 31, pp 2177-2186, 2006.
- (S&T)2 CONSULTANTS Inc. *Liquid Fuels from Biomass: North America; Impact of Non-Technical Barriers on Implementation*, prepared for the IEA Bioenergy Implementing Agreement, Task 27, Final Report. [s.l.]: S&T, 2000.
- TAVARES, M.E.E. *Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas – Uma Análise “Cross-Section”*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2005.
- TESKE, S. *Energy Revolution: A Sustainable Pathway to a Clean Energy Future for Europe*. [s.l.]: Greenpeace International, 2005.
- TIBA, C. *Atlas Solarimétrico do Brasil*. Recife: UFPE/CHESF, 2000.
- THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia do Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.
- TOLMASQUIM, M. T. *Adaptações aos choques do petróleo e estilo de desenvolvimento 1973/85*. In: La Rovere, E. L. e Robert, M. (ed) (1989). *Capacitação para a tomada de decisões na área de energia. Planejamento Energético: elementos para um novo enfoque*. Projeto FINEP/PNUD/UNESCO – BRA 82/004. Rio de Janeiro: FINEP, 1989.
- TOLMASQUIM, M. T. (coord.). *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.
- TOLMASQUIM, M.T, et al. *Liberação da Importação de Derivados no Brasil*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000.

- \_\_\_\_\_. Análise da competição entre gás natural e eletricidade em setores selecionados: indústria de alimentos e bebidas, editorial e gráfica e shopping centers. Relatório parcial. Projeto P&D - Convênio ANEEL/LIGHT/COPPE. Rio de Janeiro: [s.n.], 2001.
- \_\_\_\_\_. Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Rio de Janeiro: Editora Relume Dumará., 2004.
- \_\_\_\_\_. Análise da Viabilidade da Introdução do Gás Natural em Setores Selecionados. Relatório Técnico. Convênio FINEP-CTPetro. Rio de Janeiro: FINEP, 2001.
- \_\_\_\_\_. Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil. Rio de Janeiro: E-papers serviços editoriais, 2003.
- TOLMASQUIM, M. T. e SZKLO, A. S. (coords.). A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio. Rio de Janeiro: ENERGE, 2000.
- \_\_\_\_\_. Manual descritivo do modelo MIPE. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1997.
- TOLMASQUIM, M. T. e SZKLO, A. S. Como atender as necessidades energéticas do país de forma sustentável? Energia, fontes alternativas e sustentabilidade. Disponível em <<http://www.ebape.fgv.br/cids/NOVO%20DEBATE%20EnergiaSzklo.html>>. Acesso em dezembro de 2005.
- TOMASELLI, I. Informe Nacional Brasil. In.: *Estudio de Tendencias y Perspectivas del Sector Forestal en América Latina* - Documento de Trabajo ESFAL/N/6, Ministerio de Medio Ambiente de Brasil, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Roma: FAO/ONU, 2004.
- TORQUATO, S. A. Álcool: projeção da produção e exportação no período 2005/06 a 2015/16. Instituto de Economia Agrícola. Agência Paulista de Tecnologia dos Agronegócios. Secretaria de Agricultura e Abastecimento do Estado de São Paulo, 2005. Disponível em <<http://www.iea.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=4010>>. Acesso em agosto de 2006.
- TRACTEBEL ENERGIA. Carvão Mineral. Visão Estratégica Mundial. Apresentação em PowerPoint. [s.l.], 2006.
- \_\_\_\_\_. Carvão, usinas termelétricas e meio ambiente. Apresentação em PowerPoint. [s.l.], 2006.
- TRUE, W. Pipeline economics. More construction, higher costs. Oil & Gas Journal, edição de 4 de setembro de 2000.
- TRUGILHO, P. F., et al., Rendimentos e Características do Carvão Vegetal em Função da Posição Radial de Amostragem em Clones de

- Eucalyptus*. In: *Revista Cerne*, n. 2, vol. 11, pp. 178-186, abril-junho de 2005. Lavras: Cerne - Centro de Estudos em Recursos Naturais Renováveis. Departamento de Ciências Florestais da Universidade Federal de Lavras, 2005.
- TURNER, R. K. D. Pearce; BATEMAN, I. **Sustainable Environmental Economics: An Elementary Introduction**. Hemel Hempsted, England: Harvester Wheatsheaf, 1994.
- TVA [Tennessee Valley Association]. **TVA Environmental Report: Reservoir Ratings 2003**. Disponível em <<http://www.tva.gov/environmet.eco-health>>. Acesso em agosto de 2006.
- UNDP [United Nations Development Program]. **World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability**. 2000. Disponível em <<http://www.undp.org/seed/eap/activities/wea/drafts-frame.html>>.
- UNFCCC [United Nations Framework Convention on Climate Change]. **Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas Relatório do Comitê Executivo (EB 23)**. Anexo 5. Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/index.html>>.
- UNIDO [United Nations Industrial Development Organization]. **Hydropower: World Water Assessment Programme**. Disponível em <<http://wwap.unesco.org>>. Atualizado em abril de 2004. Acesso em abril de 2006.
- UNIVERSITY OF CHICAGO. **The Economic Future of Nuclear Power**. Agosto de 2004. Disponível em <<http://nuclear.gov/reports>>. Acesso em março 2006.
- U.S. ARMY CORPS OF ENGINEERS. **Civil Works Constructions Cost Index System**. Washington: US DoA, 31 de março de 2000.
- USGS [United States Geological Survey]. **Informações sobre recursos não descobertos de hidrocarbonetos no Brasil**. Disponível em <<http://www.usgs.gov>>. Acesso em janeiro e junho de 2006.
- USDE. **The Biomass Program, Office of the Biomass Program Energy Efficiency and Renewable Energy**. 2006
- VALOR ECONÔMICO. **A Indústria de Celulose e Papel**. In: *Valor Análise Setorial*, pp 8-11. São Paulo: Valor Econômico S.A., 2006.
- VELÁZQUEZ, S.M.S.G. **A Cogeração de Energia no Segmento de Papel e Celulose: Contribuição à Matriz Energética do Brasil**. Tese de Mestrado. São Paulo: IEE/USP, 2000.
- VÉLEZ, J. A. O. **Condições econômicas e institucionais para integração energética na América do Sul**. Dissertação de Mestrado. Rio de

Janeiro: IE/UFRJ, 2005.

VENTURA FILHO, A. **Geração Hídrica no Brasil**. Apresentação em Power-Point. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.

VERBUND. **Austrian Hydro Power AG**. AHP folder, brochura disponível em <<http://www.verbund.at/en/AHP/company>>. Acesso em março de 2006

VIEIRA, L, **Setor Florestal em Minas Gerais: Caracterização e Dimensionamento**. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 2004.

WARTSILA. **Oil Power Plants**. Disponível em <<http://www.wartsila.com>>. Acesso em junho de 2006.

WBCSD [World Business Council for Sustainable Development]. **Exploring Sustainable Development, 2005**. Disponível em <<http://www.wbcsd.ch>>. Acesso em junho de 2006.

\_\_\_\_\_. **Pathways to Energy and Climate Change 2050**. Geneva: WBCSC, 2005.

WCI [World Coal Institute]. **Clean Coal-Building a future through technology**. Disponível on-line desde 2005 em <<http://www.wci-coal.com>>. Acesso em julho de 2006.

\_\_\_\_\_. **Informações sobre carvão**. Disponível em <http://www.worldcoal.org>. Acesso em julho/2006.

\_\_\_\_\_. **The Coal Resource: A Comprehensive Overview of Coal**. Disponível em <<http://www.worldcoal.org/pages/contents>>. Acesso em junho de 2006.

\_\_\_\_\_. **'The Coal Resource'**. (2005). Disponível em <<http://www.wci.org>>.

WHITEMAN, A. **Recent Trends and Developments in Global Markets for Pulp and Paper**. Forestry Department Food and Agriculture Organization of the United Nations – FAO Forestry. Paperex'2005. International Technical Conference on Pulp and Paper Industry. Nova Delhi, Índia: FAO/ONU, dezembro de 2005.

WILLIAMS B. **Refiner's future survival hinges on adapting to changing feedstocks, product specs**. Oil & Gas Journal, pp. 13-18, edição de 11 de agosto de 2003.

WISDOM, L.I., PEER, E.D. e BONNIFAY, P. 1997. **H-Oil versus Coking for the turn of the century**. IFP Industrial Division. 1997.

- XAVIER, E. E. *Termeletricidade no Brasil – Proposta Metodológica para Inventário das Emissões Aéreas e sua Aplicação para o Caso do CO2*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.
- YAMAMOTO, J. K. e ROCHA, M. M. *Revisão e Recomendações para o Cálculo e Classificação de Reservas Minerais*. In: *Revista Brasileira de Geociências*, nº 4, vol. 26, pp 243-254. Rio de Janeiro: dezembro de 1996.
- ZANCAN, F. L. *Carvão*. In: *Seminário de Tecnologias Energéticas do Futuro*. Apresentação em PowerPoint. Curitiba: [s.n.], 2006.
- \_\_\_\_\_. *Carvão Mineral no Brasil*. In: Reuniões temáticas na EPE. Apresentação powerpoint. Rio de Janeiro: [s.n.], 2006.
- ZILLES, R. *Energia Solar Fotovoltaica*. Disponível em: <<http://www.riosvivos.org.br/arquivos/1242925239.PDF>>. Acesso em outubro de 2006.

## Sites consultados

Além dos websites já citados na bibliografia, em razão do acesso a um documento específico, ao longo da elaboração do PNE 2030, no período entre dezembro de 2005 e novembro de 2006, foram consultados diversos outros sites, alguns visitados diversas vezes, na busca de informações gerais sobre temas específicos. A lista dos principais sites consultados é apresentada a seguir.

- ABEGÁS [Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado]. <<http://www.abegas.org.br>>.
- ANA [Agência Nacional de Águas]. <<http://www.ana.gov.br>>.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. <<http://www.anp.gov.br>>.
- BC [Banco Central do Brasil]. <<http://www.bcb.gov.br>>.
- BP [British Petroleum]. <<http://www.bp.com>>.
- BRACELPA [Associação Brasileira de Celulose e Papel]. <<http://www.bracelpa.org.br>>.
- BR DISTRIBUIDORA. <<http://www.br.com.br>>.
- CAVEINEL [Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica] <<http://www.caveinel.org.ve>>.
- CCEE [Cámara de Comercialização de Energia Elétrica].

- <<http://www.ccee.org.br>>.
  - CEMIG [Companhia Energética de Minas Gerais].
- <<http://www.cemig.com.br>>.
  - CERPCH [Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas].
- <<http://www.cerpch.efei.br>>.
  - CIER [Comisión de Integración Energética Regional].
- <<http://www..cier.org.uy>>.
  - CONAB [Companhia Nacional de Abastecimento]
- <<http://www..conab.gov.br>>.
  - CONPET [Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural]. <<http://www.conpet.gov.br>>.
- CNEN [Comissão Nacional de Energia Nuclear].
  - <<http://www.cnen.gov.br>>.
- CTGÁS [Centro de Tecnologias de Gás]. <<http://www.ctgas.com.br>>.
  - EIA [Energy Information Administration]. <<http://www.eia.doe.gov>>.
- ELETROBRAS [Centrais Elétricas Brasileiras S.A.]
  - <<http://www.eletronuclear.gov.br>>
- ELETROBRAS [Centrais Elétricas Brasileiras S.A.]
  - ELETRONUCLEAR [Eletronuclear S.A.]
    - <<http://www..eletronuclear.gov.br>>.
- EMAE [Empresa Metropolitana de Águas e Energia do Estado de São Paulo]. <<http://www..emaec.com.br>>.
  - ENAGAS [Ente Nacional del Gas]. <<http://www.enagas.gob.ve>>.
  - EPA. [U.S. Environmental Protection Agency] <<http://www.epa.gov>>.
  - FURNAS [Furnas Centrais Elétricas S.A.]. <<http://www.furnas.com.br>>.
  - GASNET. <<http://www.gasnet.com.br>>.
- IAEA [International Atomic Energy Agency]. <<http://www.iaea.org>>
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística].
  - <<http://www.ibge.gov.br>>.
- IEA [International Energy Agency]. <<http://www.iea.org>>.
- IFP [Institute Français du Pétrole]. <<http://www.ifp.fr>>.
- INMETRO [Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial]. <<http://www.inmetro.gov.br>>.
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística].
  - <<http://www.ibge.gov.br>>.

- INB [Indústrias Nucleares do Brasil S.A.]. <<http://www.inb.gov.br>>.
- IPEN [Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares]. <<http://www.ipen.br/>>.
- ITAIPU [Itaipu Binacional]. <<<http://www.itaipu.gov.br>>.
- MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. <<<http://www.agricultura.gov.br>>.
- MCT [Ministério da Ciência e Tecnologia]. <<http://www.mct.gov.br>>.
- MINEM [Ministerio de Energia y Minas]. <<http://www.minen.gob.pe>>.
- Ministerio de Hidrocarburos da Bolívia. <<http://www.hidrocarburos.gov.bo>>.
- MMA [Ministério do Meio Ambiente]. <<http://www.mma.gov.br>>.
- MME [Ministério das Minas e Energia]. <<http://www.mme.gov.br>>.
- NEA [Nuclear Energy Agency]. <<http://www.nei.org>>.
- NREL [National Renewable Energy Laboratory]. <<http://www.nrel.gov/>>.
- NUCLEP [Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A.] <<http://www.nuclep.gov.br>>.
- ONS [Operador Nacional do Sistema Elétrico]. <<http://www.ons.org.br>>.
- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S/A]. <<http://www.petrobras.com.br>>.
- Portal Gás Energia. <<http://www.gasenergia.com.br>>.
- PROCELINFO [Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética]. <<http://www.elektrobras.com/pci>>
- PROCEL [Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica]. <<http://www.elektrobras.com>>
- SINDICOM [Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes]. <<http://www.sindicom.com.br>>.
- SUPERINTENDENCIA DE ELETRICIDAD DE BOLIVIA. <<http://www.superel.gov.br>>.
- SUPERINTENDENCIA DE HIDROCARBUROS. <<http://www.superhid.gov.bo>>.
- TVA [Tennessee Valley Association]. <<http://www.tva.gov>>.
- TBG [Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.]. <<http://www.tbg.com.br>>.
- TRADE TECH, LLC. <<http://www.uranium.info/index.html>>.
- TRANSPETRO [ ... ]. Disponível em <<http://www.transpetro.com.br>>.

- UNIDO [United Nations Industrial Development Organization]. <<http://www.unesco.org>>.
  - USGS [United States Geological Survey]. <<http://www.usgs.gov>>.
  - WBCSD [World Business Council for Sustainable Development]. <<http://www.wbcsd.ch>>.
- WCI [World Coal Institute]. <<http://www.wci-coal.com>>.
- WCI [World Coal Institute]. <<http://www.worldcoal.org>>.

## Notas Técnicas Elaboradas

Como subsídio à elaboração do PNE 2030, a EPE preparou um conjunto de 76 notas técnicas que documentou as pesquisas e estudos realizados entre dezembro de 2005 e janeiro de 2007. Essas notas técnicas estão grupadas por tema e sua relação é apresentada a seguir. A consulta a essas notas técnicas pode ser feita mediante solicitação à EPE.

CÓDIGO	TÍTULO
<b>ESTUDOS DE FUNDAMENTAÇÃO SOBRE ECONOMIA E ENERGIA</b>	
<b>1.01.01</b>	<b>A Economia Brasileira e as Perspectivas de Evolução no Longo Prazo</b>
1.01.01.01	Histórico demográfico e de domicílios (1970-2005)
1.01.01.02	Histórico da economia brasileira (1970-2005)
1.01.01.03	Cenários demográficos e de domicílios (2005-2030)
1.01.01.04	Cenários econômicos nacionais (2005-2030)
<b>1.01.02</b>	<b>Síntese do Balanço Energético Nacional</b>
1.01.02.05	Síntese do Balanço Energético (1970-2005)
1.01.02.06	Consumo final e conservação de energia elétrica (1970-2005)
1.01.02.07	Consumo final e conservação de petróleo e gás natural (1970-2005)
<b>1.01.03</b>	<b>A Evolução Histórica da Oferta e do Consumo de Energia</b>
1.01.03.08	Análise histórica da oferta de energia (1970-2005)
1.01.03.09	Análise histórica do consumo de energia (1970-2005)
<b>1.01.04</b>	<b>Evolução do Mercado de Energia Elétrica no Longo Prazo (2030)</b>
1.01.04.10	O mercado de energia elétrica - evolução no longo prazo
1.01.04.01A	O Consumo Final de Energia - Evolução no longo prazo
1.01.04.02A	A Demanda de Energia Primária - Evolução no longo prazo

CÓDIGO	TÍTULO
<b>ESTUDOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS</b>	
<b>1.02.06</b>	<b>Petróleo e Derivados</b>
1.02.05.11	Avaliação das Perspectivas de Aproveitamentos dos Recursos Hídricos Nacionais
1.02.06.12	Inventário dos recursos e reservas de petróleo no Brasil
1.02.06.13	Centros de transformação - produção, refino e etc.
1.02.06.14	Perspectivas de usos no longo prazo
<b>1.02.07</b>	<b>Gás Natural</b>
1.02.07.15	Inventário dos recursos e reservas de gás natural no Brasil
1.02.07.16	Oferta de gás natural: produção, importação, transporte, distribuição e tecnologia
1.02.07.17	Participação do gás natural
<b>1.02.08</b>	<b>Carvão Mineral</b>
1.02.08.18	Inventário dos recursos e reservas de carvão mineral no Brasil
1.02.08.19	Oferta de carvão mineral: produção, importação, transporte, distribuição e tecnologia
1.02.08.20	Carvão mineral na matriz - avaliação da participação
<b>1.02.09</b>	<b>Material Físsil</b>
1.02.09.21	Inventário dos recursos e reservas de urânio no Brasil
1.02.09.22	Oferta de combustível nuclear: produção e tecnologia
1.02.09.23	Energia nuclear na matriz - avaliação da participação
<b>1.02.10</b>	<b>Biomassa</b>
1.02.10.24	Avaliação do potencial da biomassa como recurso energético
1.02.10.25	Biomassa na matriz - avaliação da participação
<b>1.02.11</b>	<b>Outras Fontes</b>
1.02.11.26	Avaliação do potencial de outras fontes como recurso energético
1.02.11.27	Outras fontes na matriz - avaliação da participação
<b>SÍNTESE DA MATRIZ ENERGÉTICA</b>	
<b>1.03.12</b>	<b>Importação, Exportação e Intercâmbio de Energia</b>
1.03.12.28	Importação e exportação de energia e integração sul-americana
<b>1.03.13</b>	<b>Análise da Competitividade entre os Recursos Energéticos</b>
1.03.13.29	Padrões tecnológicos e seus impactos no uso da energia
1.03.13.30	Regulação, aspectos econômicos e seus impactos no uso da energia

CÓDIGO	TÍTULO
<b>SÍNTESE DA MATRIZ ENERGÉTICA</b>	
<b>1.03.14</b>	<b>Condicionantes Sócio-ambientais da Energia no Brasil</b>
1.03.14.31	Aspectos relevantes para a sustentabilidade do setor energético
1.03.14.32	Análise das condicionantes sócio-ambientais
<b>1.03.15</b>	<b>Síntese da Matriz Energética Nacional – MEN</b>
1.03.15.33	Síntese dos estudos complementares da MEN 2023
<b>PLANO NACIONAL DE OFERTA</b>	
<b>1.04.16</b>	<b>Geração Hidrelétrica</b>
1.04.16.34	Potencial hidroelétrico brasileiro
1.04.16.35	Avaliação das perspectivas de aproveitamentos hidroelétricos
1.04.16.36	Caracterização técnico-econômica
1.04.16.37	Avaliação dos impactos socioambientais
<b>1.04.17</b>	<b>Geração Termelétrica a partir de Petróleo e Derivados</b>
1.04.17.38	Caracterização técnico-econômica
1.04.17.39	Potencial de geração
1.04.17.40	Avaliação dos impactos socioambientais
<b>1.04.18</b>	<b>Geração Termelétrica a partir do Gás Natural</b>
1.04.18.41	Caracterização técnico-econômica
1.04.18.42	Potencial de geração
1.04.18.43	Avaliação dos impactos socioambientais
<b>1.04.19</b>	<b>Geração Termelétrica a partir do Carvão Mineral</b>
1.04.19.44	Caracterização técnico-econômica
1.04.19.45	Potencial de geração
1.04.19.46	Avaliação dos impactos socioambientais
<b>1.04.20</b>	<b>Geração Termonuclear</b>
1.04.20.47	Caracterização técnico-econômica
1.04.20.48	Potencial de geração
1.04.20.49	Avaliação dos impactos socioambientais
<b>1.04.21</b>	<b>Geração Termelétrica a partir da Biomassa</b>
1.04.21.50	Caracterização técnico-econômica
1.04.21.51	Potencial de geração
1.04.21.03A	Avaliação dos impactos socioambientais

CÓDIGO	TÍTULO
<b>PLANO NACIONAL DE OFERTA</b>	
<b>1.04.22</b>	<b>Geração de Energia Elétrica a partir de Outras Fontes</b>
1.04.22.52	Caracterização técnico-econômica
1.04.22.53	Potencial de geração
1.04.22.04A	Avaliação dos impactos socioambientais
<b>1.04.23</b>	<b>Importação, Exportação e Intercâmbio</b>
1.04.23.54	Análise das condições de intercâmbio e dependência
<b>1.04.24</b>	<b>Sistema de Transmissão</b>
1.04.24.55	Caracterização técnico-econômica
1.04.24.56	Análise, perspectivas e otimização do sistema de transmissão
<b>1.04.25</b>	<b>Prospecção Tecnológica e Capacitação Industrial</b>
1.04.25.57	Prospecção tecnológica do setor elétrico
1.04.25.58	Capacitação industrial
<b>1.04.26</b>	<b>Estratégia da Expansão</b>
1.04.26.59	Integração dos sistemas isolados
1.04.26.60	Preparação dos dados para modelo de cálculo
1.04.26.61	Proposta de plano estratégico da expansão
1.04.26.62	Avaliação da capacitação da indústria nacional
1.04.26.63	Avaliação econômica da proposta de expansão
1.04.26.05A	Avaliação dos condicionantes regulatórios da proposta de expansão
1.04.26.06A	Custo nivelado da produção de energia elétrica das fontes de geração
1.04.26.07A	Taxa de desconto aplicada à avaliação das alternativas de expansão
<b>1.04.27</b>	<b>Eficiência energética</b>
1.04.27.08A	Caracterização técnico-econômica no uso da energia elétrica
1.04.27.09A	Potencial de eficiência energética no uso da energia elétrica
1.04.27.10A	Perspectivas da conservação de energia elétrica no PNE 2030
<b>1.04.28</b>	<b>Combustíveis Líquidos</b>
1.04.28.11A	Panorama do consumo e da oferta
1.04.28.12A	Tendências do desenvolvimento tecnológico
1.04.28.13A	Perspectivas de oferta de combustíveis líquidos no longo prazo (biomassa)

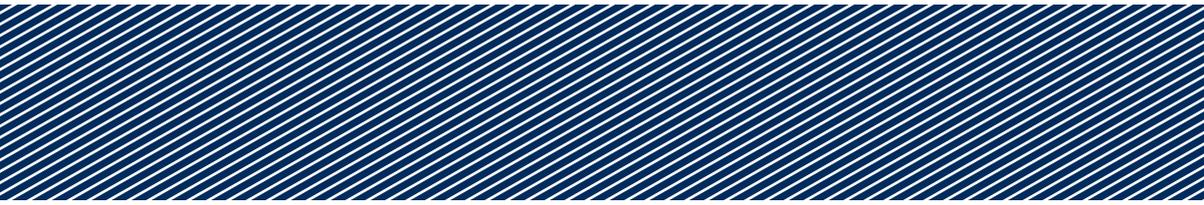




**APÊNDICE:  
MATRIZ ENERGÉTICA  
2030**



**MATRIZ  
ENERGÉTICA  
BRASILEIRA  
2030**



# ÍNDICE

## CAPÍTULOS

<b>1</b>	<b>Oferta e Demanda de Energia</b>	<b>319</b>
<b>2</b>	<b>Consumo Final de Energia por Setor</b>	<b>341</b>
<b>3</b>	<b>Comércio Externo de Energia</b>	<b>353</b>
<b>4</b>	<b>Balanço de Centros de Transformação</b>	<b>361</b>
<b>5</b>	<b>Recursos e Reservas Energéticas</b>	<b>367</b>
<b>6</b>	<b>Economia e Energia</b>	<b>371</b>
<b>7</b>	<b>Unidades</b>	<b>383</b>
<b>8</b>	<b>Definições e Conceitos Básicos</b>	<b>393</b>
<b>9</b>	<b>Matriz Energética Consolidada</b>	<b>399</b>

# LISTA DE TABELAS

## 1 Oferta e Demanda de Energia

Tabela 1.1	Petróleo	320
Tabela 1.2	Gás natural	321
Tabela 1.3	Carvão mineral	322
Tabela 1.4	Carvão vapor	322
Tabela 1.5	Carvão metalúrgico	322
Tabela 1.6	Produtos da cana	324
Tabela 1.7	Lenha	325
Tabela 1.8	Energia hidráulica	326
Tabela 1.9	Urânio	326
Tabela 1.10	Lixívia	326
Tabela 1.11	Outras recuperações	327
Tabela 1.12	Óleo diesel	329
Tabela 1.13	Óleo combustível	330
Tabela 1.14	Gasolina	331
Tabela 1.15	Gás liquefeito de petróleo – GLP	332
Tabela 1.16	Querosene	333
Tabela 1.17	Nafta	334
Tabela 1.18	Outras secundárias do petróleo	334
Tabela 1.19	Produtos não-energéticos do petróleo	334
Tabela 1.20	Coque de carvão mineral	335
Tabela 1.21	Alcatrão de carvão mineral	336
Tabela 1.22	Gás de coqueria	336
Tabela 1.23	Carvão vegetal	337
Tabela 1.24	Etanol	338
Tabela 1.25	Eletricidade	

## 2 Consumo Final de Energia por Setor

Tabela 2.1	Consumo total – Setor Residencial	342
Tabela 2.2	Estrutura do consumo total – Setor Residencial	342
Tabela 2.3	Consumo total – Setor Comercial	343
Tabela 2.4	Estrutura do consumo total – Setor Comercial	344
Tabela 2.5	Consumo total – Setor Público	345
Tabela 2.6	Estrutura do consumo total – Setor Público	345
Tabela 2.7	Consumo total – Setor Agropecuário	346
Tabela 2.8	Estrutura do consumo total – Setor Agropecuário	346
Tabela 2.9	Consumo total – Setor de Transporte	347
Tabela 2.10	Estrutura do consumo total – Setor de Transporte	347

Tabela 2.11	Consumo total – Setor Industrial	348
Tabela 2.12	Estrutura do consumo total – Setor Industrial	349

### **3 Comércio Externo de Energia**

Tabela 3.1	Evolução da Dependência Externa de Energia	354
Tabela 3.2	Evolução da Dependência Externa de Petróleo e Derivados	355
Tabela 3.3	Evolução das Importações de Energia	356
Tabela 3.4	Evolução das Exportações de Energia	357
Tabela 3.5	Evolução das Exportações e/ou Importações Líquidas	358

### **4 Balanço de Centros de Transformação**

Tabela 4.1	Refinarias de Petróleo	362
Tabela 4.2	Centrais Elétricas de Serviço Público	363
Tabela 4.3	Centrais Elétricas Autoprodutoras	364
Tabela 4.4	Coquearias	365
Tabela 4.5	Destilarias	365

### **5 Recursos e Reservas Energéticas**

Tabela 5.1	Petróleo	368
Tabela 5.2	Gás natural	368
Tabela 5.3	Energia hidrelétrica	369
Tabela 5.4	Carvão mineral	370
Tabela 5.5	Urânio	371

### **6 Economia e Energia**

Tabela 6.1	Oferta interna de energia (OIE) / PIB / População	374
Tabela 6.2	Oferta interna de energéticos / PIB	375
Tabela 6.3	Consumo final energético por setor	377
Tabela 6.4	Produto Interno Bruto por setor	378
Tabela 6.5	Estrutura do Produto Interno Bruto	378
Tabela 6.6	Consumo final energético / PIB	379
Tabela 6.7	Consumo final energético do setor residencial	380

# LISTA DE GRÁFICOS

## 1 Oferta e Demanda de Energia

Gráfico 1.1	Produção e consumo de petróleo	320
Gráfico 1.2	Produção e consumo de gás natural	321
Gráfico 1.3	Consumo de carvão mineral	323
Gráfico 1.4	Oferta interna de carvão mineral	323
Gráfico 1.5	Consumo de bagaço de cana	324
Gráfico 1.6	Consumo de lenha	325
Gráfico 1.7	Produção de óleo diesel	328
Gráfico 1.8	Consumo de óleo diesel	328
Gráfico 1.9	Produção e consumo de óleo combustível	329
Gráfico 1.10	Produção e consumo de gasolina	330
Gráfico 1.11	Produção e consumo de GLP	331
Gráfico 1.12	Produção total e consumo de querosene	332
Gráfico 1.13	Produção e consumo de nafta	333
Gráfico 1.14	Oferta de coque de carvão mineral	335
Gráfico 1.15	Produção de etanol	337
Gráfico 1.16	Consumo de energia elétrica	339
Gráfico 1.17	Evolução das perdas	339

## 2 Consumo Final de Energia por Setor

Gráfico 2.1	Evolução do consumo de energéticos selecionados	343
Gráfico 2.2	Evolução do consumo de energéticos selecionados	344
Gráfico 2.3	Evolução da participação de energéticos selecionados no consumo do setor	345
Gráfico 2.4	Evolução do consumo de energéticos selecionados	346
Gráfico 2.5	Evolução do consumo de energéticos selecionados	348
Gráfico 2.6a	Evolução do consumo de energéticos selecionados	349
Gráfico 2.6b	Evolução do consumo de energéticos selecionados	350
Gráfico 2.7	Evolução da estrutura do consumo de energia na indústria	351

## 3 Comércio Externo de Energia

Gráfico 3.1	Dependência Externa de Energia	354
Gráfico 3.2	Dependência Externa de Petróleo	355
Gráfico 3.3	Importação de Energia	357
Gráfico 3.4	Importação Líquida de Energia	359



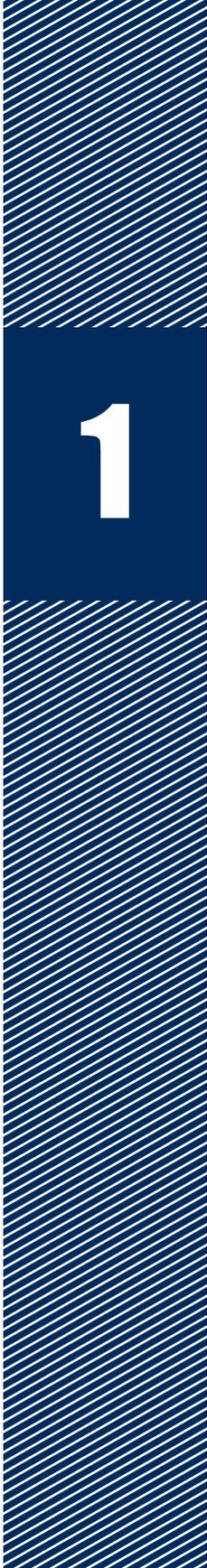
## **5 Recursos e Reservas Energéticas**

Gráfico 5.1	Evolução das Reservas de Petróleo	368
Gráfico 5.2	Evolução das Reservas de Gás Natural	369
Gráfico 5.3	Evolução do Potencial Hidrelétrico Brasileiro	370
Gráfico 5.4	Evolução das Reservas de Carvão Mineral	371
Gráfico 5.5	Evolução das Reservas de Urânio	372

## **6 Economia e Energia**

Gráfico 6.1	Evolução da intensidade energética	374
Gráfico 6.2	Evolução da demanda de energia per capita	375
Gráfico 6.3a	Evolução da oferta interna de energéticos/PIB	376
Gráfico 6.3b	Evolução da oferta interna de energéticos/PIB	376
Gráfico 6.4	Evolução da estrutura do consumo final de energia por setor	377
Gráfico 6.5	Evolução do PIB por setor	378
Gráfico 6.6	Evolução do indicador consumo final por PIB	379
Gráfico 6.7	Evolução do uso da energia no setor residencial	380
Gráfico 6.8	Dinâmica do uso da energia no setor residencial	381





**1**

# **Oferta e Demanda de Energia**

Fontes Primárias

Fontes Secundárias

## 1.1 Fontes Primárias

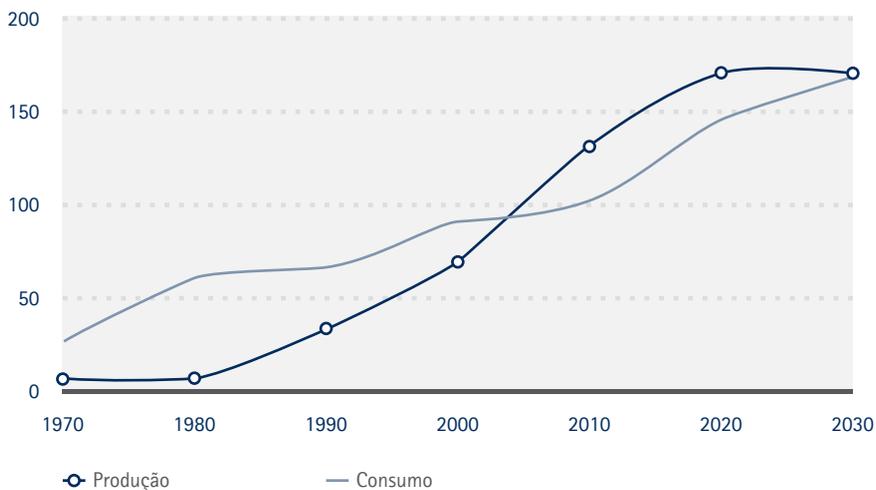
### Petróleo

Tabela 1.1: Petróleo  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	94.997	133.466	171.765	171.765
Importação/Exportação <sup>2</sup>	3.986	-29.861	-24.984	-2.088
Consumo total	98.827	103.605	146.781	169.677
Transformação	98.827	103.605	146.781	169.677

<sup>1</sup> A diferença entre a oferta e o consumo refere-se à variação de estoques e outros ajustes. <sup>2</sup> Valores negativos indicam exportação.

Gráfico 1.1: Produção e consumo de petróleo  
(em milhões de m<sup>3</sup>)



## Gás natural

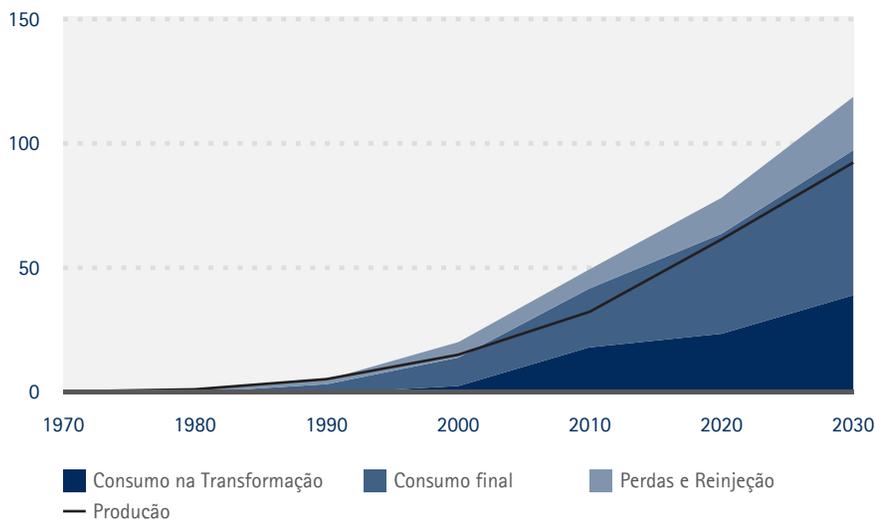
**Tabela 1.2: Gás natural**  
(em milhões de m<sup>3</sup>)

	2005	2010	2020	2030
Produção	17.699	34.380	61.685	91.870
Importação	-8.998	-17.158	-16.760	-26.260
Perdas e reinjeção <sup>1</sup>	-5.719	-9.459	-14.619	-20.671
Consumo total	20.978	42.079	63.826	97.460
Transformação	5.934	18.897	23.957	39.419
Produção derivados de petróleo	1.429	4.903	8.114	15.367
Geração de energia elétrica	4.505	13.994	15.843	24.052
Consumo final	15.044	23.181	39.869	58.040
Consumo não-energético	849	1.082	2.854	4.413
Consumo energético	14.195	22.099	37.015	53.627
Setor energético	3.500	6.468	11.720	16.537
Residencial	217	432	666	812
Comercial/Público	321	426	790	1.513
Transportes	1.945	3.231	4.940	7.048
Industrial	8.209	11.543	18.899	27.718

<sup>1</sup> Inclui volume não aproveitado e diferenças.

321

**Gráfico 1.2: Produção e consumo de gás natural**  
(em bilhões de m<sup>3</sup>)



## Carvão mineral

Tabela 1.3: Carvão mineral  
(em milhares de toneladas)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	6.255	9.945	12.265	23.438
Importação	13.699	16.281	22.824	26.974
Consumo total	19.849	26.225	35.089	50.413
Transformação <sup>2</sup>	14.830	19.109	24.215	36.298
Consumo final energético <sup>3</sup>	5.019	7.116	10.874	14.115

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo refere-se a variação de estoques e outros ajustes. <sup>2</sup> Processado em coquearias e utilizado na geração de energia elétrica.

<sup>3</sup> Todo o consumo final de carvão mineral é energético, no setor industrial.

Tabela 1.4: Carvão vapor  
(em milhares de toneladas)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	6.045	9.735	12.055	23.228
Consumo total	5.833	9.735	12.055	23.228
Transformação <sup>2</sup>	5.109	8.653	10.397	20.918
Consumo final energético <sup>3</sup>	724	1.082	1.657	2.311

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo refere-se a variação de estoques e outros ajustes. <sup>2</sup> Geração de energia elétrica. <sup>3</sup> Todo o consumo final de carvão vapor é energético, no setor industrial.

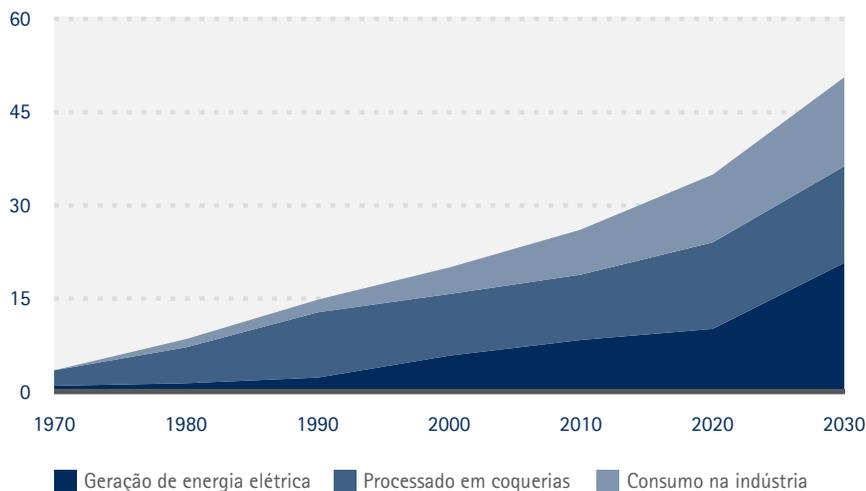
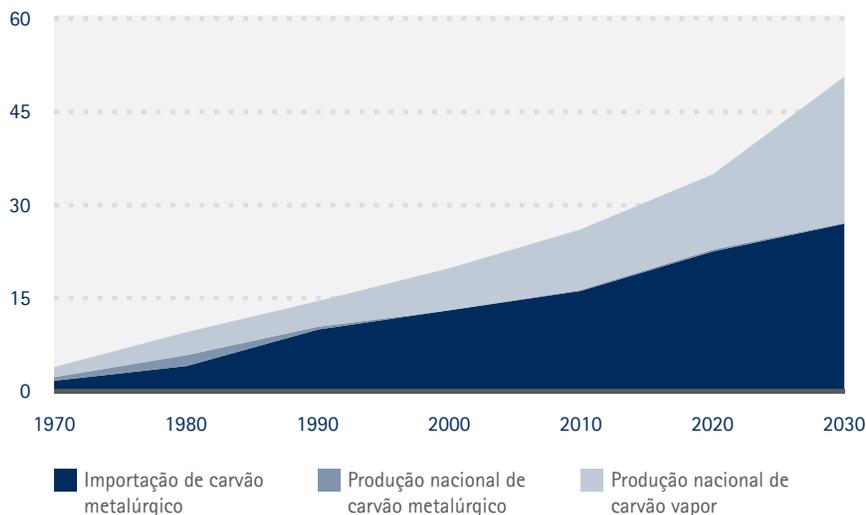
Tabela 1.5: Carvão metalúrgico  
(em milhares de toneladas)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	210	210	210	210
Importação	13.698	16.281	22.824	26.974
Consumo total	14.016	16.491	23.034	27.184
Transformação <sup>2</sup>	9.721	10.456	13.818	15.380
Consumo final energético <sup>3</sup>	4.295	6.034	9.216	11.804

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo refere-se a variação de estoques e outros ajustes. <sup>2</sup> Processado em coquearias. <sup>3</sup> Todo o consumo final de carvão metalúrgico é energético, no setor industrial.

**Gráfico 1.3: Consumo de carvão mineral****(em milhões de toneladas)**

Obs.: até o ano 2000, havia um pequeno consumo de carvão vapor no setor de transportes.

**Gráfico 1.4: Oferta interna de carvão mineral****(em milhões de toneladas)**

## Produtos da cana-de-açúcar

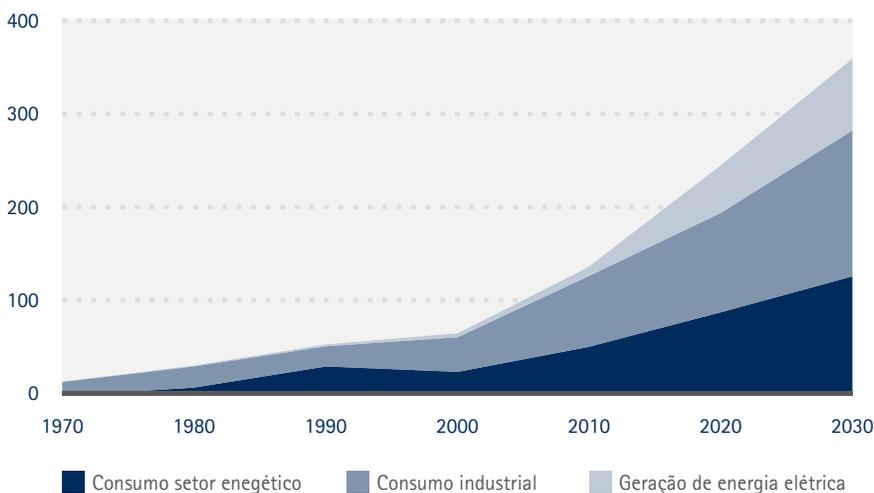
Tabela 1.6: Produtos da cana  
(em milhares de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Produção de caldo de cana	97.941	145.982	265.244	344.286
Produção de melaço	12.521	18.855	33.560	42.385
Produção de bagaço de cana <sup>1</sup>	106.470	136.300	245.000	367.400
<b>Consumo total</b>	<b>216.932</b>	<b>301.137</b>	<b>543.804</b>	<b>754.072</b>
Transformação <sup>2</sup>	117.638	173.795	348.597	485.070
Consumo final energético <sup>3</sup>	99.294	127.342	195.207	269.002
Setor energético	37.864	51.955	89.446	115.205
Indústria	61.430	75.387	105.761	153.797

<sup>1</sup> Inclui recuperação da palha: biomassa em base úmida recuperada. <sup>2</sup> Toda a produção de caldo de cana e melaço é consumida na transformação, processada nas destilarias para a produção de etanol. Uma parcela da produção de bagaço é consumida na transformação destinada à produção de energia elétrica e de etanol (etanol celulósico). <sup>3</sup> Todo o consumo final energético de produtos da cana-de-açúcar como fonte primária de energia provém do bagaço.

Gráfico 1.5: Consumo de bagaço de cana  
(em milhões de toneladas)

324



## Lenha

Tabela 1.7: Lenha

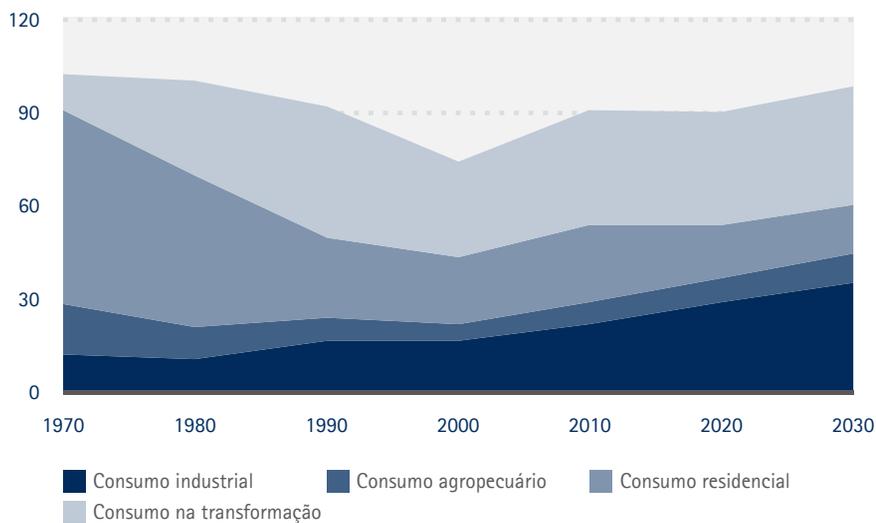
(em milhares de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Produção e consumo total <sup>1</sup>	91.676	90.657	90.394	98.850
Consumo na transformação <sup>2</sup>	39.678	36.436	35.743	37.509
Consumo final energético	51.998	54.221	54.651	61.341
Residencial	26.564	24.266	16.840	15.776
Comercial	235	276	397	613
Agropecuário	7.027	7.278	8.071	9.332
Industrial	18.171	22.402	29.342	35.621

<sup>1</sup> Não há consumo não-energético da lenha. Até 1990, houve consumo de lenha nos setores público e de transportes. Houve pequena importação entre 1997 e 2000. <sup>2</sup> Produção de carvão vegetal e geração de energia elétrica.

Gráfico 1.6: Consumo de lenha

(em milhões de toneladas)



## Energia hidráulica

Tabela 1.8: Energia hidráulica  
(em GWh)

	2005	2010	2020	2030
Produção	337.457	400.358	589.745	827.944
Consumo total na transformação	337.457	397.481	587.064	821.131
Sistema elétrico <sup>1</sup>	325.053	398.966	588.353	824.450
Autoprodução	12.404	1.391	1.391	3.494

<sup>1</sup> Em 2005, consiste na geração do serviço público. A partir de 2010, inclui geração do serviço público (sistema interligado e sistemas isolados) e autoprodução transportada (despachada centralizadamente).

Urânio (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)Tabela 1.9: Urânio  
(em toneladas)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	129	151	844	1.646
Importação	508	304	127	0
Consumo na transformação <sup>2</sup>	455	455	971	1.646

<sup>1</sup> A diferença entre produção e consumo corresponde à variação de estoques e perdas. <sup>2</sup> Produção de urânio contido no UO<sub>2</sub> dos elementos combustíveis.

326

## Outras fontes primárias

Tabela 1.10: Lixívia  
(em milhares de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Produção	14.849	20.660	32.975	48.292
Consumo na transformação <sup>1</sup>	3.178	4.223	7.185	13.177
Consumo final energético <sup>2</sup>	11.671	16.437	25.790	35.116

<sup>1</sup> Geração de energia elétrica. <sup>2</sup> Consumo final na indústria de papel e celulose.

Tabela 1.11: Outras recuperações  
(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Produção	2.068	4.449	7.876	11.521
Consumo na transformação <sup>1</sup>	1.160	3.218	5.978	8.849
Consumo final energético <sup>2</sup>	907	1.231	1.898	2.672

<sup>1</sup> Geração de energia elétrica e produção de biodiesel. <sup>2</sup> Consumo final no setor industrial.

## 1.2 Fontes secundárias

### Óleo diesel

Tabela 1.12: Óleo diesel  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	38.396	47.640	82.932	107.491
Diesel de petróleo	38.396	42.498	73.761	90.642
H-Bio	0	2.080	4.335	5.104
Biodiesel	0	3.062	4.836	11.745
Importação/Exportação líquida <sup>2</sup>	1.920	3.602	-13.845	-9.615
Consumo total	40.421	51.243	69.087	97.876
Transformação <sup>3</sup>	2.235	1.171	1.040	1.971
Consumo final (energético) <sup>4</sup>	38.186	50.072	68.047	95.905
Setor energético	186	188	346	438
Comercial	63	161	240	385
Público	101	165	183	199
Agropecuário	5.583	7.690	11.987	17.689
Transportes	31.469	40.692	53.572	74.766
Industrial	786	1.176	1.719	2.428

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças. <sup>2</sup> Valores negativos indicam exportação. <sup>3</sup> Geração de energia elétrica. <sup>4</sup> Não há consumo não-energético de óleo diesel.

Gráfico 1.7: Produção de óleo diesel

(em %)

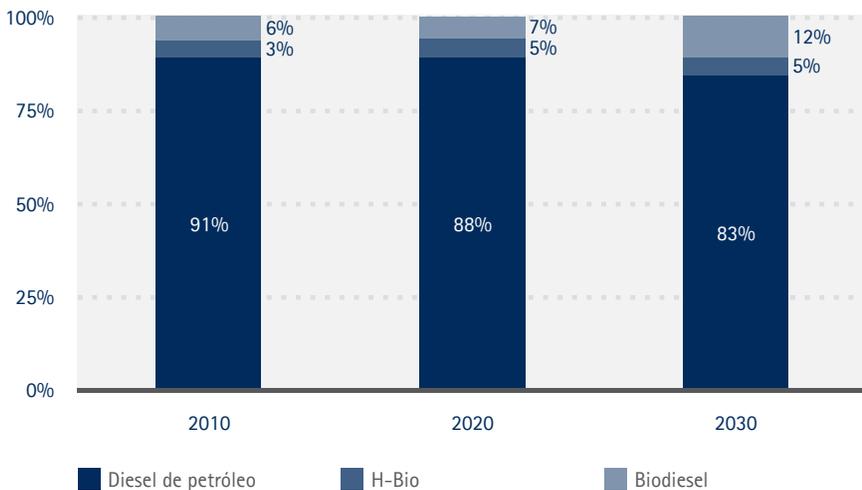
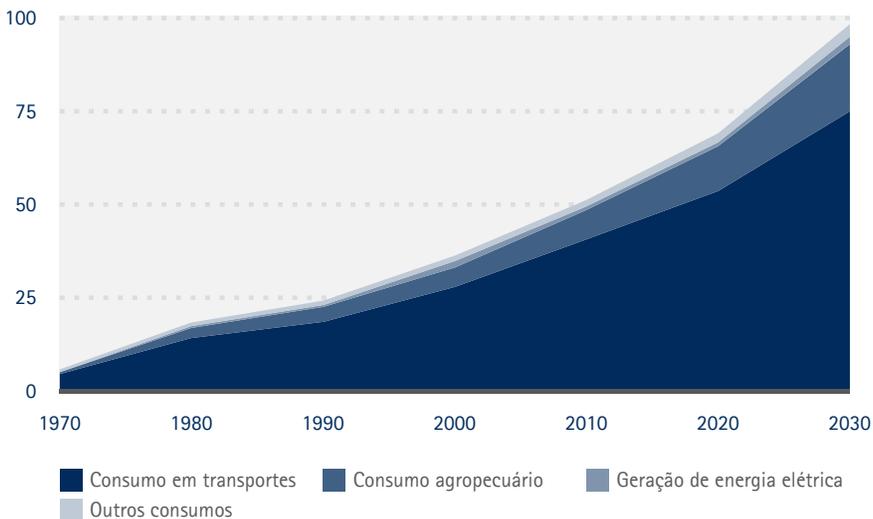


Gráfico 1.8: Consumo de óleo diesel

(em milhões de m³)

328



## Óleo combustível

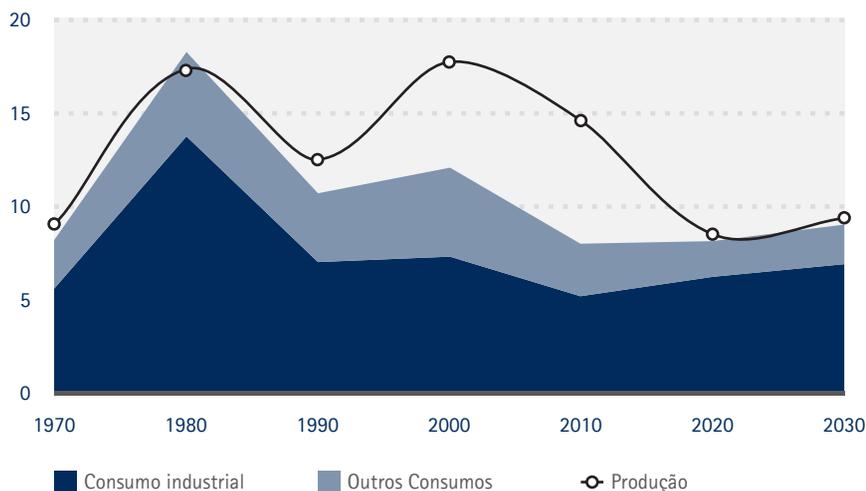
Tabela 1.13: Óleo combustível  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	16.273	14.539	8.609	9.348
Importação/Exportação líquida <sup>2</sup>	-8.586	-6.460	-384	-236
Consumo total	7.581	8.079	8.225	9.112
Transformação <sup>3</sup>	726	1.030	326	326
Consumo final (energético) <sup>4</sup>	6.855	7.049	7.898	8.785
Setor energético	1.164	895	405	96
Comercial	120	146	132	72
Público	63	57	56	42
Agropecuário	67	101	158	233
Transportes	840	598	858	1.349
Industrial	4.601	5.250	6.289	6.994

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças. <sup>2</sup> Valores negativos indicam exportação. <sup>3</sup> Geração de energia elétrica. <sup>4</sup> Não há consumo não-energético de óleo combustível.

Gráfico 1.9: Produção e consumo de óleo combustível

(em milhões de m<sup>3</sup>)



## Gasolina

Tabela 1.14: Gasolina

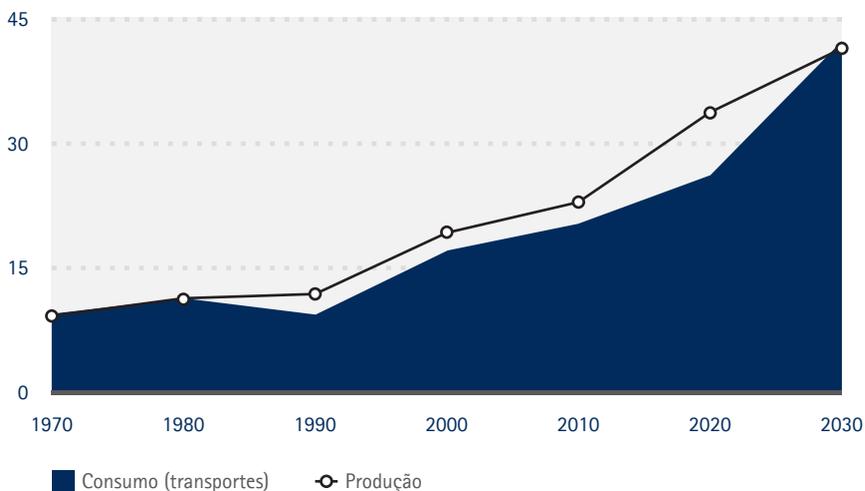
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	20.428	22.862	33.807	41.322
Importação/Exportação líquida <sup>2</sup>	-2.629	-3.282	-7.578	868
Consumo total <sup>3</sup>	17.712	19.580	26.229	42.190

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças. <sup>2</sup> Valores negativos indicam exportação. <sup>3</sup> Todo consumo de gasolina se dá no setor de transportes.

Gráfico 1.10: Produção e consumo de gasolina

(em milhões de m<sup>3</sup>)



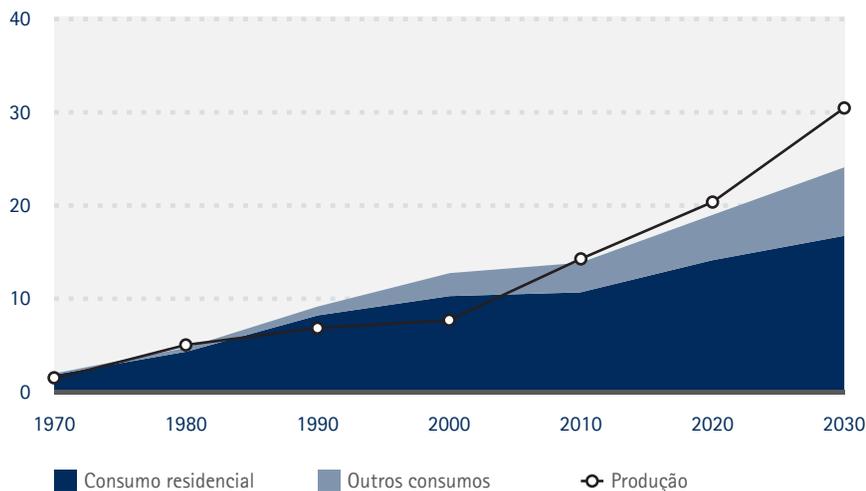
## GLP

Tabela 1.15: Gás liquefeito de petróleo – GLP  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
<b>Produção</b>	<b>10.848</b>	<b>14.347</b>	<b>20.398</b>	<b>30.324</b>
Refinarias de petróleo	8.920	9.347	12.098	13.824
UPGN	1.928	5.000	8.300	16.500
<b>Importação/Exportação líquida<sup>2</sup></b>	<b>795</b>	<b>-481</b>	<b>-1.407</b>	<b>-6.338</b>
<b>Consumo final (energético)<sup>3</sup></b>	<b>11.655</b>	<b>13.866</b>	<b>19.227</b>	<b>24.888</b>
Setor energético	45	61	89	127
Residencial	9.350	10.853	14.194	16.820
Comercial	506	568	848	1.359
Público	722	922	1.376	2.205
Agropecuário	37	48	74	110
Industrial	995	1.414	2.646	4.267

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças. <sup>2</sup> Valores negativos indicam exportação. <sup>3</sup> Não há consumo não-energético de GLP.

Gráfico 1.11: Produção e consumo de GLP  
(em milhões de m<sup>3</sup>)



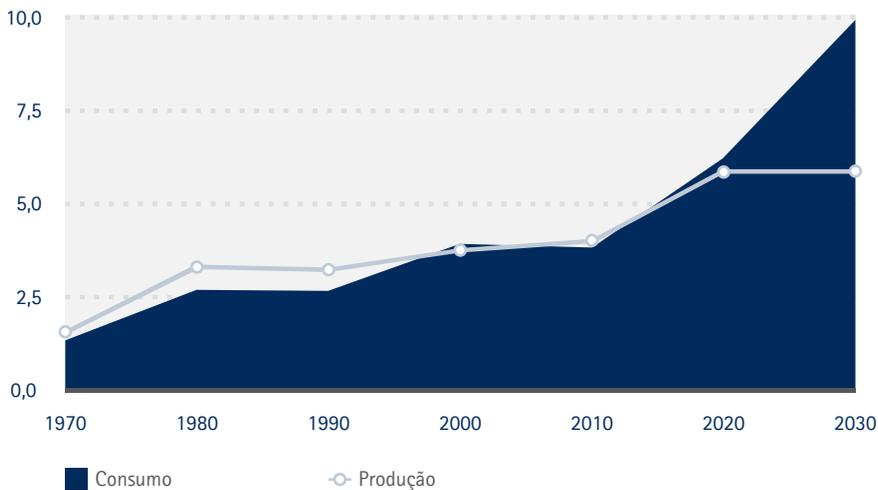
## Querosene

Tabela 1.16: Querosene  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	4.168	4.034	5.857	5.857
Importação/Exportação líquida <sup>2</sup>	-1.034	-165	370	4.045
Consumo total (uso final)	3.165	3.868	6.227	9.902
Consumo final não-energético	29	29	86	86
Consumo final energético	3.137	3.839	6.141	9.816
Residencial <sup>3</sup>	20	21	34	58
Transportes	3.106	3.797	6.073	9.712
Industrial	10	21	34	47

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças. <sup>2</sup> Valores negativos indicam exportação. <sup>3</sup> Querosene iluminante.

Gráfico 1.12: Produção total e consumo de querosene  
(em milhões de m<sup>3</sup>)



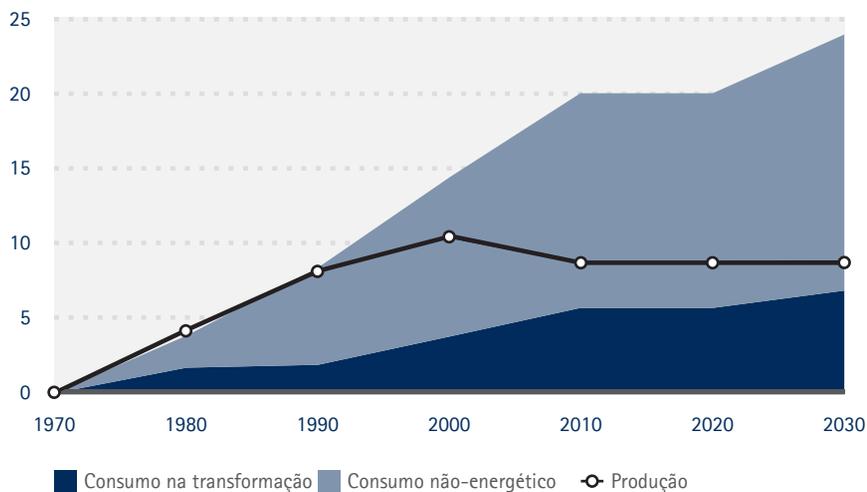
## Nafta

**Tabela 1.17: Nafta**  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	8.690	8.690	8.690	8.690
Importação líquida	4.705	11.246	11.246	15.233
Consumo total	13.351	19.936	19.936	23.923
Transformação <sup>2</sup>	3.838	5.731	5.731	6.878
Consumo não-energético	9.513	14.204	14.204	17.045

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças. <sup>2</sup> Produção de gás de cidade (até 2002), efluentes petroquímicos e outros energéticos de petróleo.

**Gráfico 1.13: Produção e consumo de nafta**  
(em milhões de m<sup>3</sup>)



## Outras secundárias do petróleo

Tabela 1.18: Outras secundárias do petróleo  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	10.834	11.887	16.969	18.050
Importação líquida	2.029	2.043	1.838	6.270
Consumo total	12.736	13.930	18.808	24.320
Transformação	358	320	614	766
Consumo final	12.378	13.610	18.194	23.554
Consumo não-energético	238	262	350	453
Consumo final energético	12.140	13.349	17.844	23.102
Setor energético	5.420	5.42	6.326	7.705
Setor industrial	6.721	7.929	11.518	15.396

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças.

## Produtos não-energéticos do petróleo

Tabela 1.19: Produtos não-energéticos do petróleo  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	4.446	4.251	6.385	6.385
Importação líquida	460	441	1.862	5.944
Consumo total	4.896	4.691	8.247	12.330
Transformação	-110	0	0	0
Consumo final não-energético	5.007	4.691	8.247	12.330

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças.

## Coque de carvão mineral

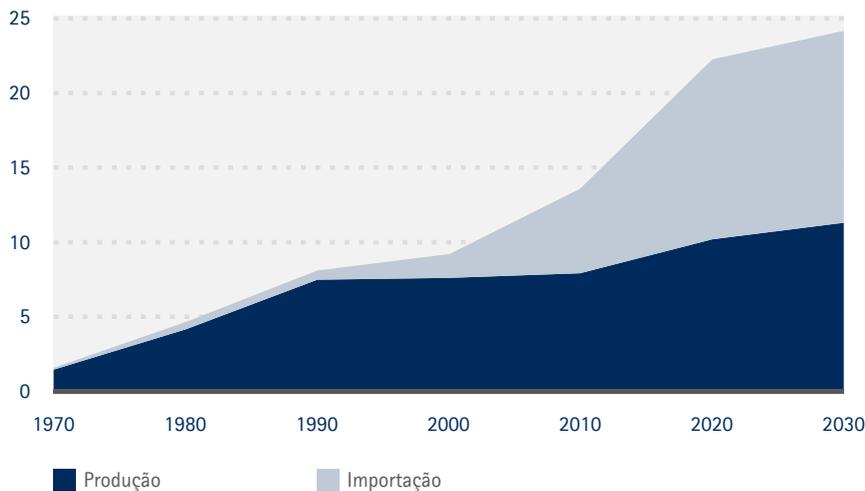
Tabela 1.20: Coque de carvão mineral  
(em milhares de toneladas)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	7.772	8.040	10.248	11.337
Importação	1.742	5.554	11.928	12.746
Consumo total (setor industrial)	9.304	13.594	22.176	24.083

<sup>1</sup> A diferença entre oferta e consumo se atribui a variação de estoques e outras diferenças.

**Gráfico 1.14: Oferta de coque de carvão mineral**

(em milhões de toneladas)

**Alcatrão de carvão mineral****Tabela 1.21: Alcatrão de carvão mineral**

(em milhares de toneladas)

	2005 <sup>1</sup>	2010	2020	2030
Produção	258	267	340	376
Consumo na transformação <sup>2</sup>	15	16	21	23
Consumo final	231	251	319	353
Consumo não-energético	187	192	259	292
Consumo energético	43	59	60	61
Setor energético	0	0	0	0
Industrial	43	59	60	61

<sup>1</sup> A diferença entre produção e consumo total se refere a variação de estoques e outras diferenças. <sup>2</sup> Geração de energia elétrica.

## Gás de coqueria

Tabela 1.22: Gás de coqueria  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005	2010	2020	2030
Produção	3.412	4.340	6.543	7.394
Consumo na transformação <sup>1</sup>	323	328	664	890
Consumo final	3.089	4.012	5.879	6.504
Setor energético	726	942	1.381	1.528
Industrial	2.364	3.069	4.498	4.976

<sup>1</sup> Geração de energia elétrica.

## Carvão vegetal

Tabela 1.23: Carvão vegetal  
(em milhares de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Produção	9.893	9.472	9.291	9.750
Importação	75	74	73	76
Ajustes <sup>1</sup>	-297	-284	-279	-293
Consumo total (energético)	9.671	9.262	9.085	9.534
Residencial	801	349	242	227
Comercial	104	125	186	299
Agropecuário	9	13	20	29
Industrial	8.757	8.775	8.636	8.979

<sup>1</sup> Inclui variações estatísticas e perdas e outros ajustes.

## Etanol

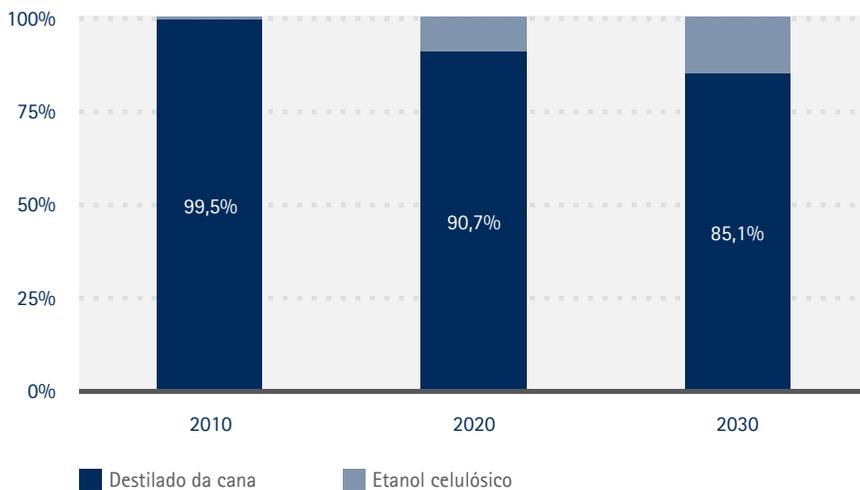
Tabela 1.24: Etanol  
(em milhares de m<sup>3</sup>)

	2005	2010	2020	2030
Produção	16.040	24.006	48.000	66.570
Destilação da cana	16.040	23.876	43.600	56.660
Etanol celulósico	0	130	4.490	9.910
Exportação	-2.494	-4.430	-14.203	-11.478
Ajustes <sup>1</sup>	444	-159	-319	-392
Consumo total	13.990	19.416	33.478	54.700
Consumo não-energético	695	856	1.128	1.396
Consumo energético (transportes)	13.295	18.560	32.350	53.304

<sup>1</sup> Em 2005, inclui variações de estoques e perdas. De 2010 em diante, representa apenas perdas

## Gráfico 1.15: Produção de etanol

(em %)



## Eletricidade

Tabela 1.25: Eletricidade  
(em TWh)

	2005	2010	2020	2030
<b>Balço geral</b>				
Oferta interna	441,9	574,7	829,0	1.197,6
Produção	402,9	535,9	785,0	1.153,6
Importação líquida	39,0	38,7	43,9	43,9
Consumo total	375,2	488,8	709,3	1.032,7
Perdas	-66,8	-85,8	-119,8	-164,9
Perdas (% da oferta)	15,1%	15,0%	14,5%	13,8%
<b>Produção<sup>1</sup></b>				
Centrais elétricas de serv. público	363,1	496,0	719,3	1.055,8
Autoprodução	39,8	39,9	65,7	97,8
<b>Consumo<sup>2</sup></b>				
Programa de conservação <sup>3</sup>	0	0	-12,2	-53,3
Setor energético	13,5	20,2	28,3	41,6
Residencial	83,2	105,2	169,1	283,3
Industrial	175,4	237,0	338,3	455,5
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3
Outros <sup>4</sup>	16,9	19,0	26,1	38,3

<sup>1</sup> A partir de 2010, a autoprodução transportada (geração hidrelétrica despachada centralizadamente) está incluída na produção das centrais elétricas de serviço público. <sup>2</sup> A projeção do consumo inclui o progresso autônomo da conservação de energia elétrica. <sup>3</sup> Programa de conservação induzido. <sup>4</sup> Inclui transportes e agropecuária.

Gráfico 1.16: Consumo de energia elétrica  
(em TWh) (exclusive programa de conservação)

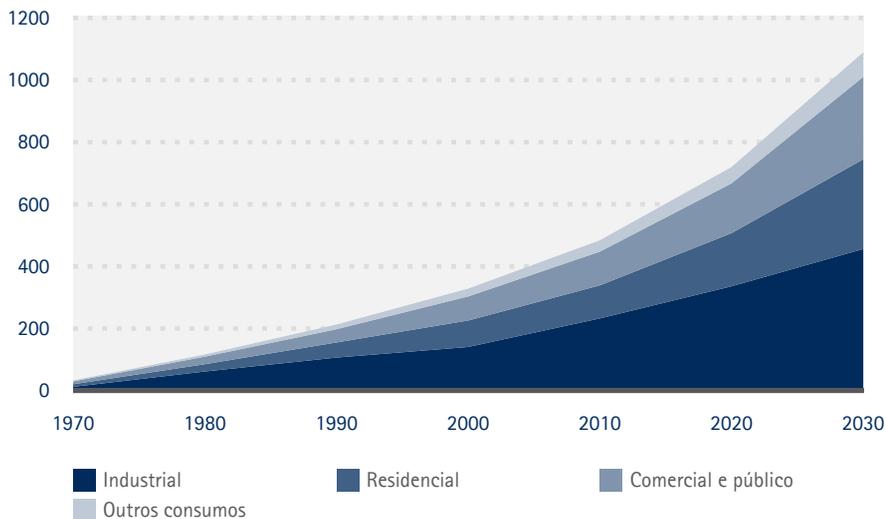
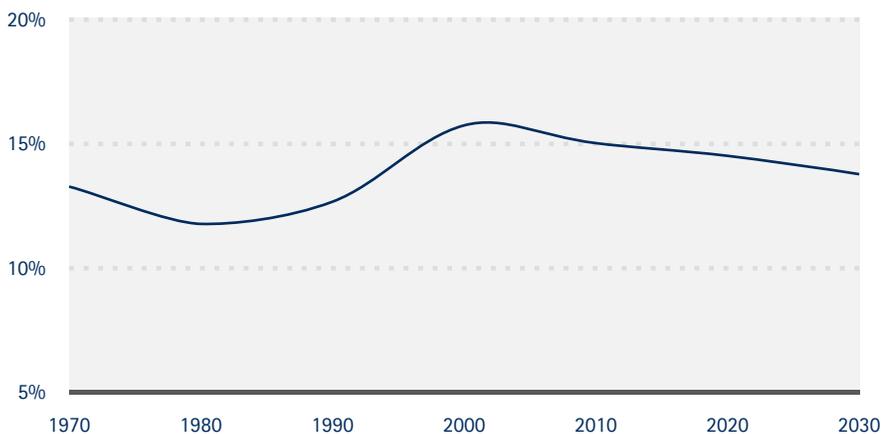
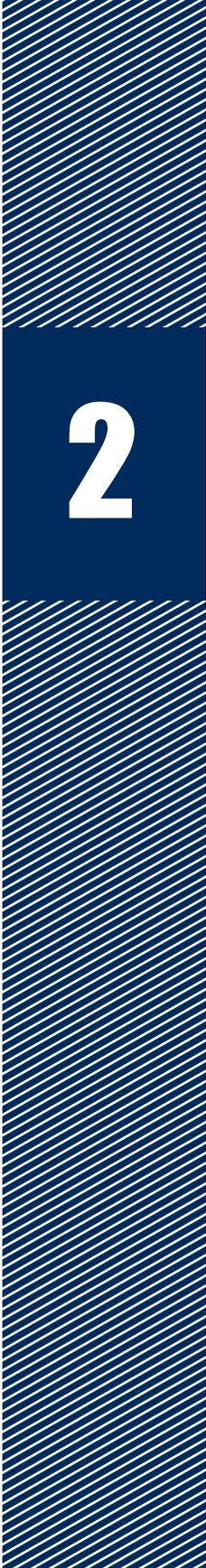


Gráfico 1.17: Evolução das perdas  
(% da oferta)







# 2

## **Consumo Final de Energia por Setor**

Setor residencial

Setor comercial

Setor público

Setor agropecuário

Setor de transportes

Setor industrial

## 2.1 Setor Residencial

**Tabela 2.1: Consumo total**  
(em milhares de tep)

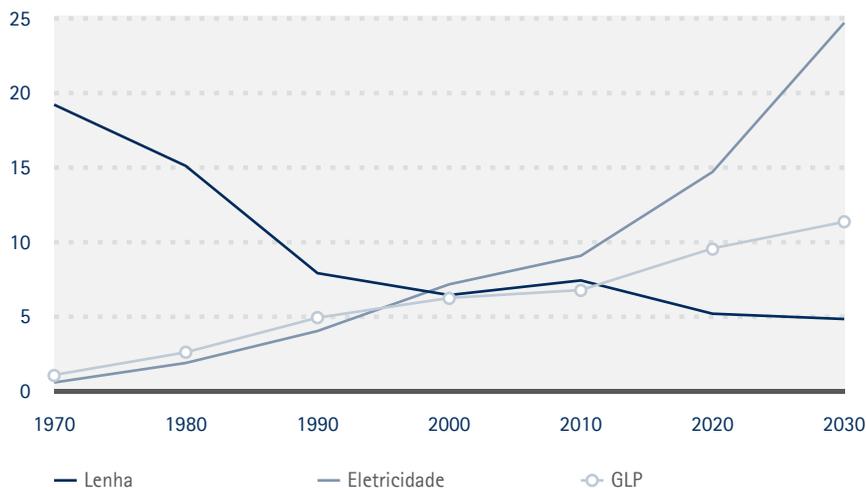
	2005	2010	2020	2030
Lenha	8.235	7.522	5.220	4.890
GLP	5.713	6.631	8.672	10.277
Querosene	17	17	28	47
Gás natural	191	380	586	715
Eletricidade	7.155	9.062	14.560	24.385
Carvão vegetal	517	226	157	147
<b>TOTAL</b>	<b>21.827</b>	<b>23.839</b>	<b>29.223</b>	<b>40.461</b>

**Tabela 2.2: Estrutura do consumo total**  
(%)

	2005	2010	2020	2030
Lenha	37,7	31,6	17,9	12,1
GLP	26,2	27,8	29,7	25,4
Querosene	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás	0,9	1,6	2,0	1,8
Eletricidade	32,8	38,0	49,8	60,3
Carvão vegetal	2,4	0,9	0,5	0,4

Gráfico 2.1: Evolução do consumo de energéticos selecionados

(em milhões de tep)



## 2.2 Setor Comercial

Tabela 2.3: Consumo total

(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Gás natural	233	300	556	1.053
Lenha	73	86	123	190
Óleo diesel	53	137	204	326
Óleo combustível	115	140	126	69
GLP	309	347	518	830
Eletricidade	4.600	6.202	10.003	18.346
Carvão vegetal	67	81	120	193
<b>TOTAL</b>	<b>5.452</b>	<b>7.292</b>	<b>11.650</b>	<b>21.008</b>

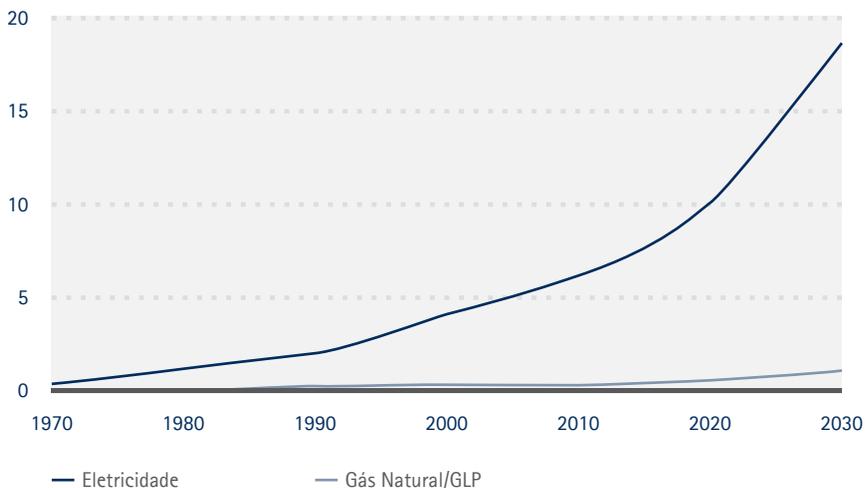
Tabela 2.4: Estrutura do consumo total

(%)

	2005	2010	2020	2030
Gás natural	4,3	4,1	4,8	5,0
Lenha	1,3	1,2	1,1	0,9
Óleo diesel	1,0	1,9	1,8	1,6
Óleo combustível	2,1	1,9	1,1	0,3
GLP	5,7	4,8	4,4	4,0
Eletricidade	84,4	85,0	85,9	87,3
Carvão vegetal	1,2	1,1	1,0	0,9

Gráfico 2.2: Evolução do consumo de energéticos selecionados

(em milhões de tep)



## 2.3 Setor Público

Tabela 2.5: Consumo total

(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Gás natural	49	75	139	278
Óleo diesel	85	140	155	168
Óleo combustível	61	55	54	40
GLP	441	564	697	796
Eletricidade	2.815	3.039	3.735	4.664
<b>TOTAL</b>	<b>3.451</b>	<b>3.873</b>	<b>4.780</b>	<b>5.947</b>

Tabela 2.6: Estrutura do consumo total

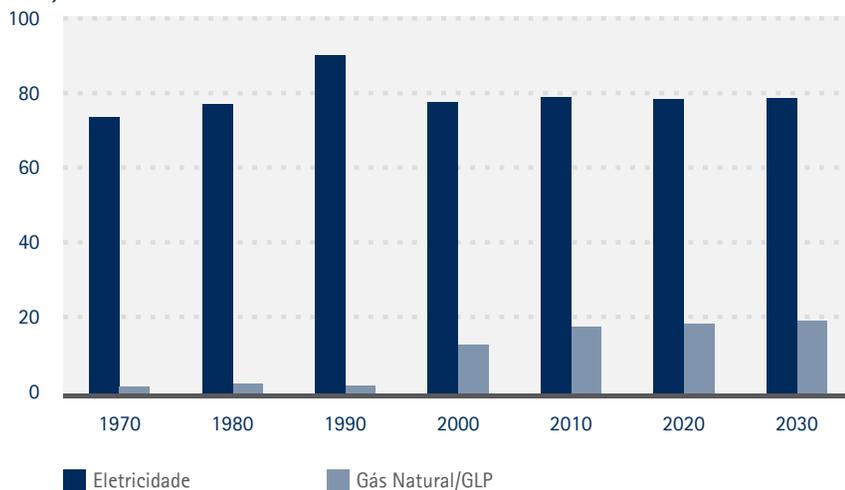
(%)

	2005	2010	2020	2030
Gás natural	1,4	1,9	2,9	4,7
Óleo diesel	2,5	3,6	3,2	2,8
Óleo combustível	1,8	1,4	1,1	0,7
GLP	12,8	14,6	14,6	13,4
Eletricidade	81,6	78,5	78,1	78,4

345

Gráfico 2.3: Evolução da participação de energéticos selecionados no consumo do setor

(em %)



## 2.4 Setor Agropecuário

Tabela 2.7: Consumo total  
(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Lenha	2.178	2.256	2.502	2.893
Óleo diesel	4.734	6.521	10.165	15.000
Eletricidade	1.349	1.545	2.120	3.133
Outros <sup>1</sup>	97	134	209	309
<b>TOTAL</b>	<b>8.358</b>	<b>10.456</b>	<b>14.997</b>	<b>21.338</b>

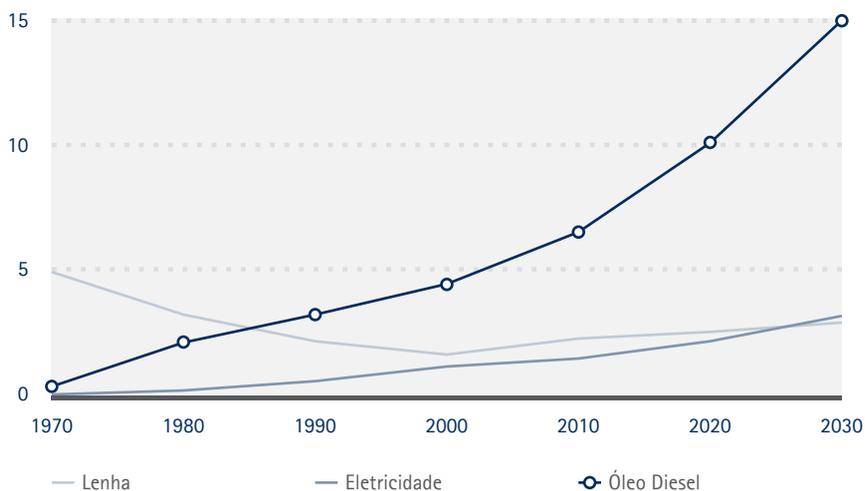
<sup>1</sup> Outros inclui: óleo combustível, GLP e carvão vegetal

Tabela 2.8: Estrutura do consumo total  
(%)

	2005	2010	2020	2030
Lenha	26,1	21,6	16,7	13,6
Óleo diesel	56,7	62,4	67,8	70,3
Eletricidade	16,1	14,8	14,1	14,7
Outros	1,1	1,3	1,4	1,4

346

Gráfico 2.4: Evolução do consumo de energéticos selecionados  
(em milhões de tep)



## 2.5 Setor de Transportes

Tabela 2.9: Consumo total

(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Gasolina	13.595	15.095	20.222	32.527
Etanol	6.963	9.664	16.713	27.555
Óleo diesel	26.685	34.507	45.429	63.402
Energia elétrica	102	94	129	156
Querosene de aviação	2.553	3.121	4.992	7.983
Óleo combustível	806	574	823	1.293
Gás natural	1.711	2.843	4.347	6.202
<b>TOTAL</b>	<b>52.459</b>	<b>65.898</b>	<b>92.655</b>	<b>139.119</b>

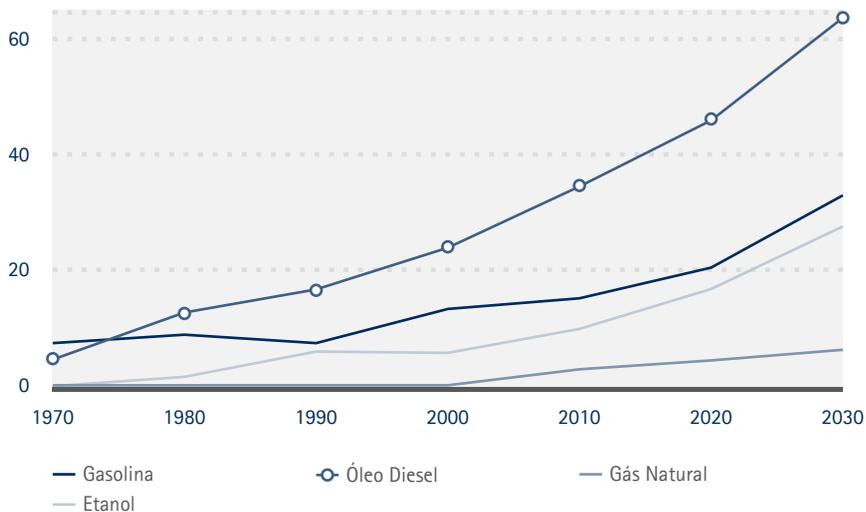
Tabela 2.10: Estrutura do consumo total

(%)

	2005	2010	2020	2030
Gasolina	25,9	22,9	21,8	23,4
Etanol	13,3	14,7	18,0	19,8
Óleo diesel	50,9	52,3	49,0	45,6
Energia elétrica	0,2	0,1	0,1	0,1
Querosene de aviação	4,9	4,7	5,4	5,7
Óleo combustível	1,5	0,9	0,9	0,9
Gás natural	3,3	4,3	4,7	4,5

Gráfico 2.5: Evolução do consumo de energéticos selecionados

(em milhões de tep)



## 2.6 Setor Industrial

Tabela 2.11: Consumo total

(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Gás natural	7.224	10.158	16.631	24.392
Carvão metalúrgico	3.519	4.907	7.497	9.679
Lenha	5.633	6.945	9.096	11.042
Produtos da Cana	13.083	16.057	22.527	32.759
Outras fontes primárias <sup>1</sup>	4.249	5.932	9.274	12.715
Óleo diesel	666	997	1.458	2.059
Óleo combustível	4.412	5.035	6.031	6.707
GLP	608	864	1.616	2.607
Querosene	8	17	28	39
Gás de coqueria	1.016	1.320	1.934	2.140
Coque de carvão mineral	6.42	9.380	15.301	16.617
Eletricidade <sup>2</sup>	15.082	20.404	29.133	34.637
Carvão vegetal	5.657	5.669	5.579	5.800
Outras secundárias de petróleo <sup>3</sup>	5.920	7.057	10.251	13.703
<b>TOTAL</b>	<b>73.496</b>	<b>94.791</b>	<b>135.353</b>	<b>174.948</b>

<sup>1</sup> Inclui casca de arroz, resíduos de madeira e outros resíduos e, principalmente, lixívia; <sup>2</sup> Inclui programa de conservação; <sup>3</sup> Inclui alcatrão.

Tabela 2.12: Estrutura do consumo total

(%)

	2005	2010	2020	2030
Gás natural	9,8	10,7	12,3	13,9
Carvão <sup>1</sup>	4,8	5,2	5,5	5,5
Lenha	7,7	7,3	6,7	6,3
Produtos da Cana	17,8	16,9	16,6	18,7
Outras fontes primárias	5,8	6,3	6,9	7,3
Óleo combustível	6,0	5,3	4,5	3,8
Outras secundárias de petróleo <sup>2</sup>	9,8	9,4	9,9	10,5
Fontes secundárias do carvão <sup>3</sup>	10,1	11,3	12,7	10,7
Eletricidade	20,5	21,5	21,5	19,8
Carvão vegetal	7,7	6,0	4,1	3,3

<sup>1</sup> Inclui carvão vapor e metalúrgico; <sup>2</sup> Inclui óleo diesel, GLP, querosene e outras secundárias de petróleo e alcatrão. <sup>3</sup> Inclui gás de coqueria e coque de carvão mineral

Gráfico 2.6a: Evolução do consumo de energéticos selecionados

(em milhões de tep)

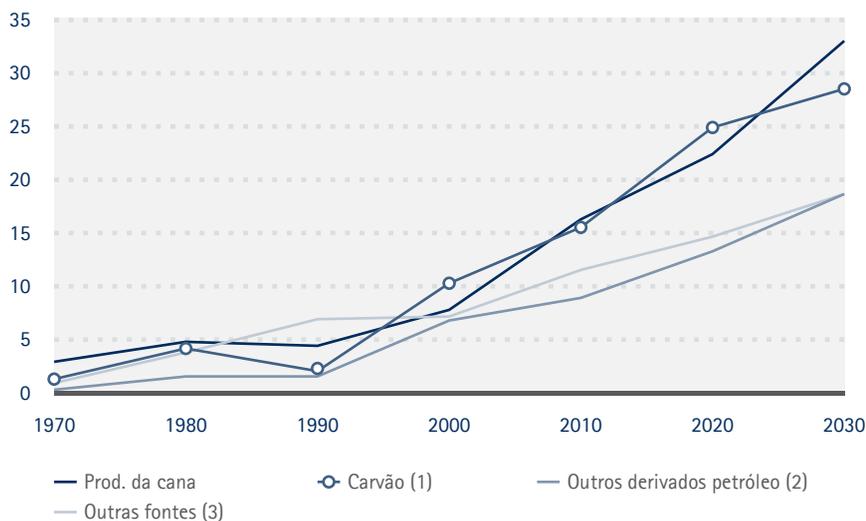


Gráfico 2.6b: Evolução do consumo de energéticos selecionados  
(em milhões de tep)

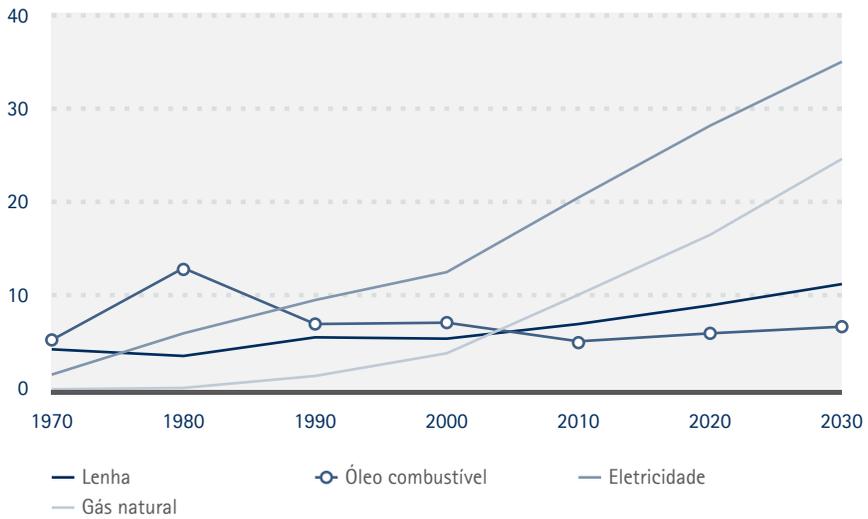
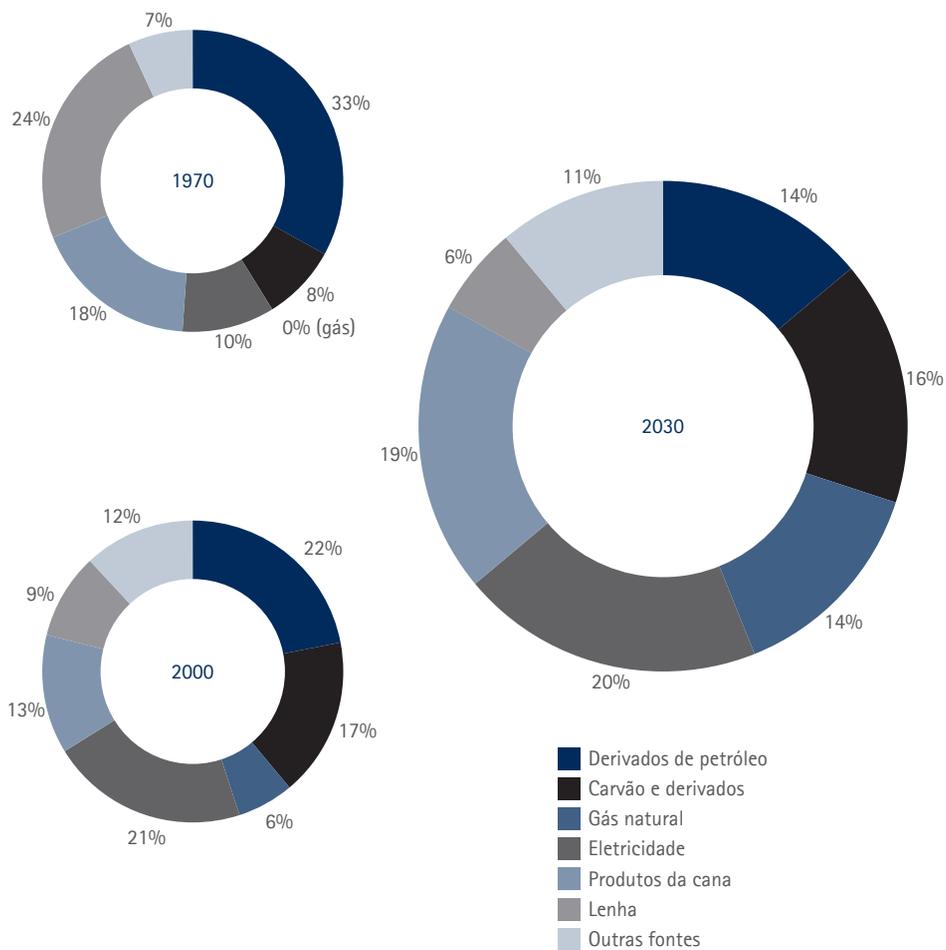
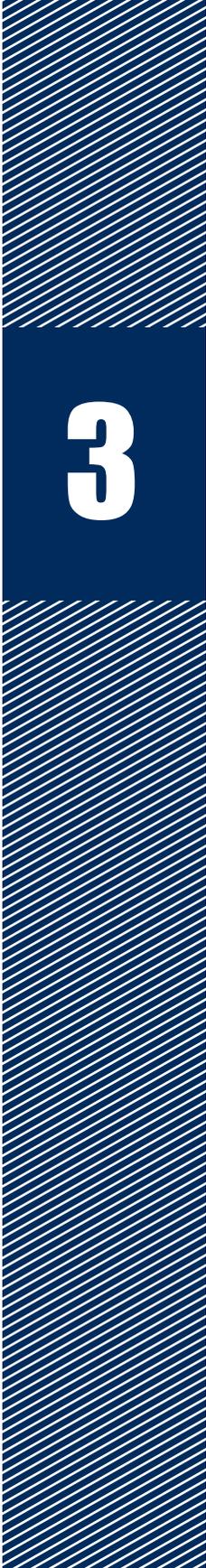


Gráfico 2.7: Evolução da estrutura do consumo de energia na indústria







# 3

## **Comércio Externo de Energia**

Dependência externa

Importações

Exportações

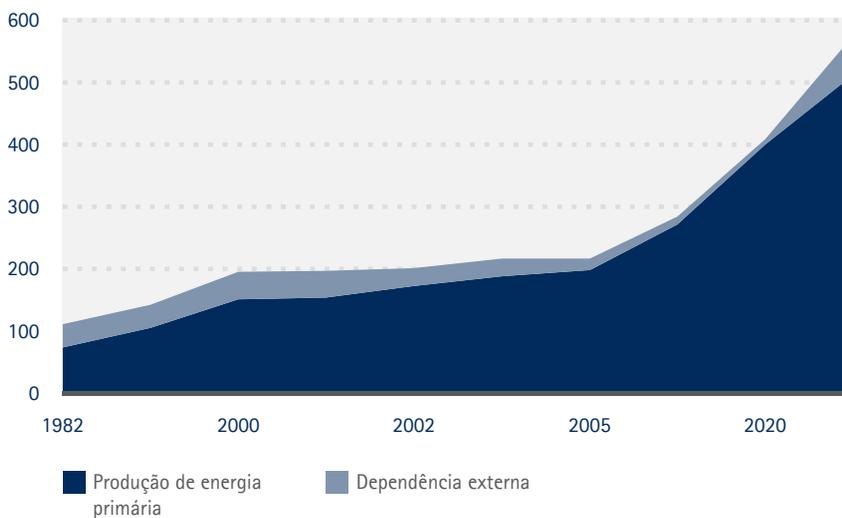
### 3.1 Evolução da Dependência Externa de Energia

Tabela 3.1: Evolução da Dependência Externa de Energia  
(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Demanda Total de Energia (A)	223.258	285.508	408.75	573.257
Consumo Final	195.909	247.792	349.336	482.858
Perdas <sup>1</sup>	27.349	37.716	59.414	90.399
Produção de Energia Primária (B)	200.522	272.296	400.134	511.006
Dependência Externa (C)=(A)-(B)	22.735	13.212	8.617	62.25
Dependência Externa (C)/(A) %	10,2	4,5	2,1	10,9

<sup>1</sup> Perdas na transformação, distribuição e armazenagem, inclusive energia não-aproveitada, reinjeção e ajustes.

Gráfico 3.1: Dependência Externa de Energia  
(em milhões de tep)



## 3.2 Evolução da Dependência Externa de Petróleo

Tabela 3.2: Evolução da Dependência Externa de Petróleo e Derivados

(em milhares de tep)

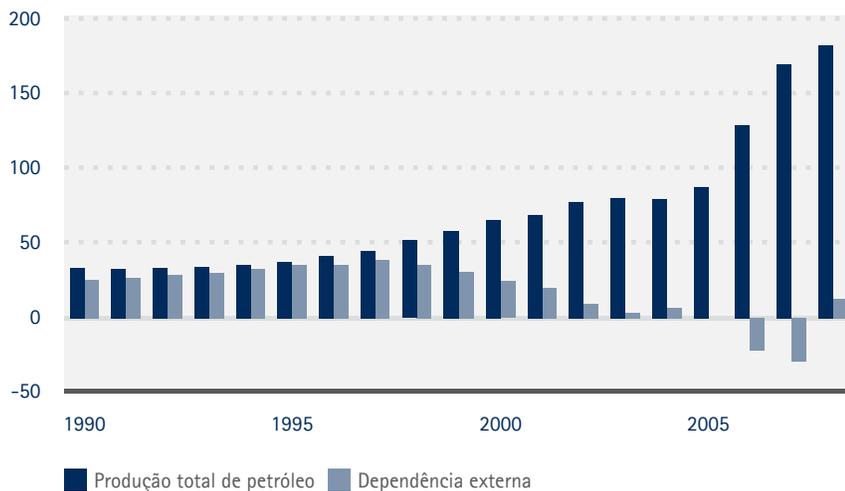
	2005	2010	2020	2030
Demanda de Petróleo e Derivados (A)	86.844	105.672	139.059	193.170
Consumo Final	83.683	103.122	136.621	190.051
Geração de Eletricidade	2.861	2.266	1.741	2.666
Perdas <sup>1</sup>	299	284	697	453
Produção de Petróleo (B)	86.894	127.566	167.931	180.766
Petróleo Bruto	84.300	118.918	153.042	153.042
LGN <sup>2</sup>	2.594	4.287	7.112	13.436
HBIO e BIODIESEL <sup>3</sup>		4.360	7.777	14.288
Déficit (A)-(B)	-51	-21.893	-28.872	12.404
Déficit - mil bep/dia	-1	-422	-557	239
Déficit - % (A-B)/(A)	-0,1	-20,7	-20,8	6,4

<sup>1</sup> Perdas na distribuição, armazenagem, transformação, inclusive energia não-aproveitada. <sup>2</sup> Líquidos de gás natural provenientes de Plantas de Gases.

<sup>3</sup> Óleos vegetais para produção de HBio e Biodiesel.

Gráfico 3.2: Dependência Externa de Petróleo

(em milhões de tep)



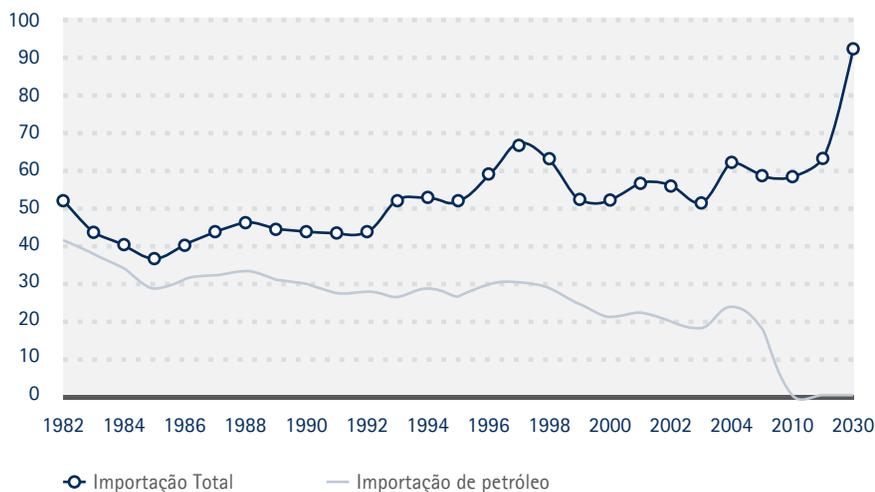
## Evolução das Importações de Energia

Tabela 3.3: Evolução das Importações de Energia  
(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Petróleo	17.674	0	0	0
Gás Natural	7.918	15.099	14.749	23.109
Carvão Metalúrgico / Vapor	10.137	12.048	16.890	19.961
Coque de Carvão Mineral	1.202	3.832	8.230	8.794
Urânio	7.487	3.086	1.284	0
Eletricidade	3.371	3.329	3.785	3.781
Álcool Etílico	0	0	0	0
Lenha / Carvão Vegetal	58	60	59	62
Subtotal Derivados de Petróleo	10.368	20.555	17.768	35.412
Óleo Diesel	2.520	8.134	0	0
Óleo Combustível	51	0	3.845	5.218
Gasolina	55	476	0	1.721
Gás Liquefeito de Petróleo	579	0	0	0
Nafta	3.653	8.603	8.603	11.653
Querosene	267	1.131	2.027	5.950
Outras Secundárias de Petróleo	1.994	1.819	1.636	5.580
Produtos Não-Energéticos de Petróleo	1.250	392	1.657	5.290
<b>Total</b>	<b>58.216</b>	<b>58.009</b>	<b>62.765</b>	<b>91.119</b>

**Gráfico 3.3: Importação de Energia**

(em milhões de tep)

**3.3 Evolução das Exportações de Energia****Tabela 3.4: Evolução das Exportações de Energia**

(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Petróleo	-14.137	-26.606	-22.261	-1.860
Carvão Vapor	0	0	0	0
Eletricidade	-14	0	0	0
Álcool Etílico	-1.286	-2.346	-7.498	-5.850
Carvão Vegetal	-10	-12	-12	-12
Subtotal Derivados de Petróleo	-13.631	-15.185	-24.379	-21.147
Óleo Diesel	-891	-5.079	-11.741	-8.153
Óleo Combustível	-8.285	-6.195	-4.213	-5.445
Gasolina Automotiva e de Aviação	-2.079	-2.350	-5.843	-1.051
Gás Liquefeito de Petróleo	-93	-294	-859	-3.873
Nafta	-53	0	0	0
Querosene	-1.117	-1.267	-1.723	-2.625
Outras Secundárias de Petróleo	-223	0	0	0
Produtos Não-Energéticos de Petróleo	-889	0	0	0
<b>Total</b>	<b>-29.077</b>	<b>-44.149</b>	<b>-54.150</b>	<b>-28.869</b>

### 3.4 Evolução das Exportações e/ou Importações Líquidas

Tabela 3.5: Evolução das Exportações e/ou Importações Líquidas<sup>1</sup>

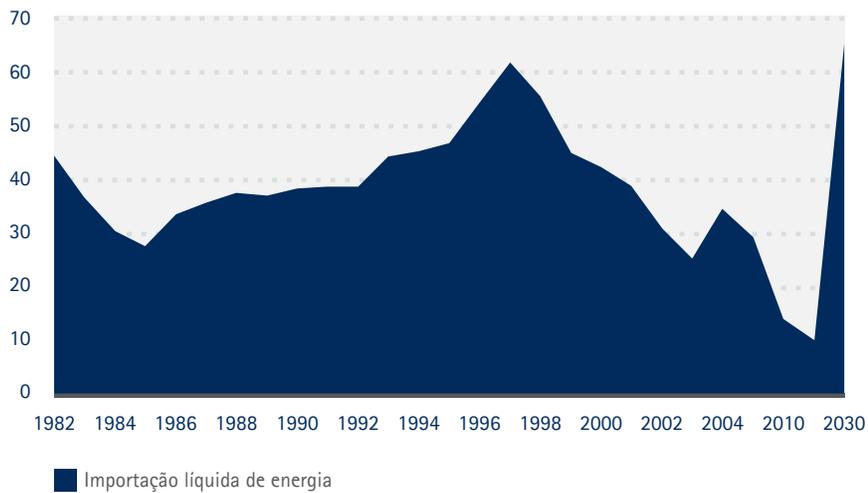
(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Petróleo	3.537	-26.606	-22.261	-1.860
Gás Natural	7.918	15.099	14.749	23.109
Carvão Metalúrgico / Vapor	10.137	12.048	16.890	19.961
Coque de Carvão Mineral	1.202	3.832	8.230	8.794
Urânio	7.487	3.086	1.284	0
Eletricidade	3.358	3.329	3.785	3.781
Álcool Etílico*	-1.286	-2.346	-7.498	-5.850
Lenha / Carvão Vegetal	49	48	47	50
Subtotal Derivados de Petróleo	-3.263	5.370	-6.611	14.265
Óleo Diesel	1.628	3.055	-11.741	-8.153
Óleo Combustível	-8.234	-6.195	-368	-227
Gasolina	-2.024	-1.874	-5.843	670
Gás Liquefeito de Petróleo	486	-294	-859	-3.873
Nafta	3.600	8.603	8.603	11.653
Querosene	-850	-136	304	3325
Outras Secundárias de Petróleo	1.771	1.819	1.636	5.580
Produtos Não-Energéticos de Petróleo	360	392	1.657	5.290
<b>Total</b>	<b>29.139</b>	<b>13.860</b>	<b>8.615</b>	<b>62.250</b>

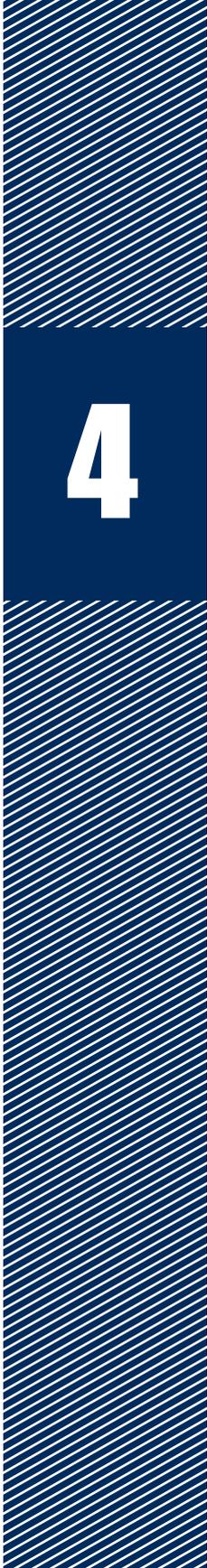
<sup>1</sup> Quantidades negativas correspondem a exportações líquidas.

Gráfico 3.4: Importação Líquida de Energia

(em milhões de tep)







# 4

## **Balanço de Centros de Transformação**

Refinarias de petróleo

Centrais elétricas

Coquearias

Destilarias

## 4.1 Refinarias de Petróleo

Tabela 4.1: Refinarias de Petróleo  
(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Petróleo, LGN e HBIO	-88.873	-95.140	-136.219	-158.193
Petróleo	-87.699	-92.312	-130.782	-151.182
LGN	-1.174	-1.064	-1.761	-2.683
HBIO	-	-1.764	-3.676	-4.328
Óleo Diesel	32.560	37.802	66.226	81.192
Óleo Combustível	15.605	13.942	8.255	8.965
Gasolina	14.762	16.720	25.065	30.507
Gás Liquefeito de Petróleo	5.450	5.603	7.267	8.281
Nafta	6.527	6.648	6.648	6.648
Querosene	3.426	3.316	4.815	4.815
Outras Secundárias de Petróleo	6.199	7.041	11.564	11.649
Produtos Não-energéticos de Petróleo	4.061	3.783	5.683	5.683
<b>Total</b>	<b>-282</b>	<b>-284</b>	<b>-697</b>	<b>-453</b>

## 4.2 Centrais Elétricas de Serviço Público

Tabela 4.2: Centrais Elétricas de Serviço Público

(em milhares de tep - exceto quando indicado)

	2005	2010	2020	2030
Consumo de Combustíveis	-9.333	-21.905	-29.484	-51.686
Gás Natural	-2.908	-11.179	-11.759	-17.625
Carvão Vapor	-1.837	-3.851	-4.627	-9.308
Biomassa da cana (e resíduos de madeira)	0	-117	-1.475	-3.392
Óleo Diesel	-1.670	-740	-628	-1.362
Óleo Combustível	-417	-731	-56	-56
Urânio Contido no UO <sub>2</sub>	-2.482	-4.543	-9.698	-16.439
Outras Renováveis	-19	-745	-1.241	-3.503
Geração de Eletricidade	31.231	42.704	61.933	90.905
Geração Hidráulica	27.955	34.351	50.657	70.985
Geração Térmica	3.277	8.353	11.276	19.920
Perdas na Geração Térmica	-6.056	-13.552	-18.208	-31.766
Rendimento Médio – Térmicas (%)	35	38	38	39
Geração de Eletricidade (GWh)	363.248	495.985	719.319	1.055.811
Gás Natural	13.898	58.425	61.456	92.116
Eólica	93	3.636	5.001	10.257
Carvão Vapor	6.107	12.969	15.584	31.352
Biomassa da cana (e resíduos de madeira)	0	1.151	14.564	33.486
Resíduos sólidos urbanos	0	0	1.051	6.833
Óleo Diesel	6.630	3.008	2.554	5.538
Óleo Combustível	1.613	2.886	221	221
Urânio Contido no UO <sub>2</sub>	9.855	14.944	30.534	51.558
Hidráulica	325.053	398.966	588.353	824.450

### 4.3 Centrais Elétricas Autoprodutoras

Tabela 4.3: Centrais Elétricas Autoprodutoras  
(em milhares de tep - exceto quando indicado)

	2005	2010	2020	2030
Consumo de Combustíveis	-5.800	-7.558	-13.208	-19.789
Gás Natural	-1.114	-1.136	-2.183	-3.541
Bagaço de Cana <sup>1</sup>	-1.528	-1.548	-2.384	-2.594
Lixívia	-910	-1.208	-2.055	-3.769
Outras Recuperações <sup>2</sup>	-1.321	-2.473	-4.953	-6.746
Óleo Diesel	-226	-253	-253	-309
Óleo Combustível	-280	-257	-257	-257
Gás de Coqueria	-139	-141	-286	-383
Outras Secundárias <sup>3</sup>	-282	-542	-837	-2.190
Geração de Eletricidade	3.421	3.216	5.437	8.200
Geração Hidráulica	1.067	120	120	301
Geração Térmica	2.355	3.096	5.317	7.899
Perdas na Geração Térmica	-3.446	-4.119	-7.547	-11.366
Rendimento Médio – Térmicas (%)	41	44	42	42
Geração de Eletricidade (GWh)	39.782	39.944	65.735	97.829
Gás Natural	4.914	5.939	10.144	16.451
Bagaço de Cana	7.661	9.960	13.944	14.940
Lixívia	4.482	6.033	10.262	18.821
Outras Recuperações <sup>2</sup>	6.376	11.775	23.585	32.126
Óleo Diesel	968	1.088	1.088	1.330
Óleo Combustível	1.400	1.282	1.282	1.282
Gás de Coqueria	450	459	929	1.245
Outras Secundárias	1.127	2.016	3.109	8.140
Hidráulica	12.404	1.391	1.391	3.494

<sup>1</sup> A partir de 2010 a produção de eletricidade inclui recuperação de palha. <sup>2</sup> Inclui carvão vapor e lenha. A partir de 2010 inclui gás de processo, energia solar, resíduos de madeira e outros. <sup>3</sup> A partir de 2010 inclui também biogás.

## 4.4 Coquerias

Tabela 4.4: Coquerias  
(em milhares de tep)

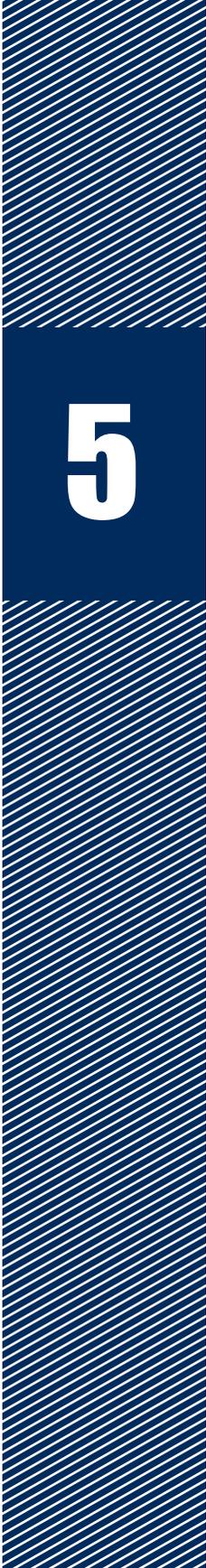
	2005	2010	2020	2030
Carvão Metalúrgico	-7.173	-7.738	-10.225	-11.381
Gás de Coqueria	1.467	1.866	2.814	3.179
Coque de Carvão Mineral	5.363	5.548	7.071	7.823
Outras Secundárias – Alcatrão	221	228	291	322
<b>Total</b>	<b>-122</b>	<b>-96</b>	<b>-50</b>	<b>-57</b>

## 4.5 Destilarias

Tabela 4.5: Destilarias (exclui etanol celulósico)  
(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Produtos da Cana-de-açúcar	-8.419	-12.591	-22.751	-29.319
Caldo de Cana	-6.104	-9.197	-16.710	-21.690
Melaço	-2.316	-3.394	-6.041	-7.629
Álcool Etílico	8.377	12.470	22.771	29.592
<b>Total</b>	<b>-42</b>	<b>-116</b>	<b>-80</b>	<b>-53</b>





# 5

## **Recursos e Reservas Energéticas**

Petróleo e gás natural

Potencial hidrelétrico

Carvão mineral

Urânio

## 5.1 Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural

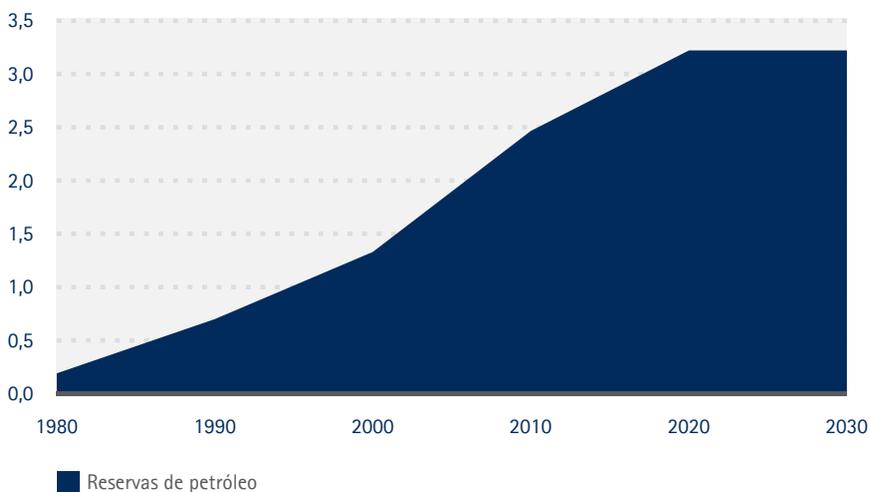
### Petróleo

**Tabela 5.1: Petróleo**  
(em milhões de m<sup>3</sup>)

	2005	2010	2020	2030
Reservas <sup>1</sup>	1.872	2.371	3.092	3.092
Produção	95	133	172	172

<sup>1</sup> A partir de 2010, assume-se a premissa de que o esforço exploratório para produção de petróleo seja suficiente para manutenção da razão Reserva/Produção de 18 anos.

**Gráfico 5.1: Evolução das Reservas de Petróleo**  
(em milhões de m<sup>3</sup>)



368

### Gás natural

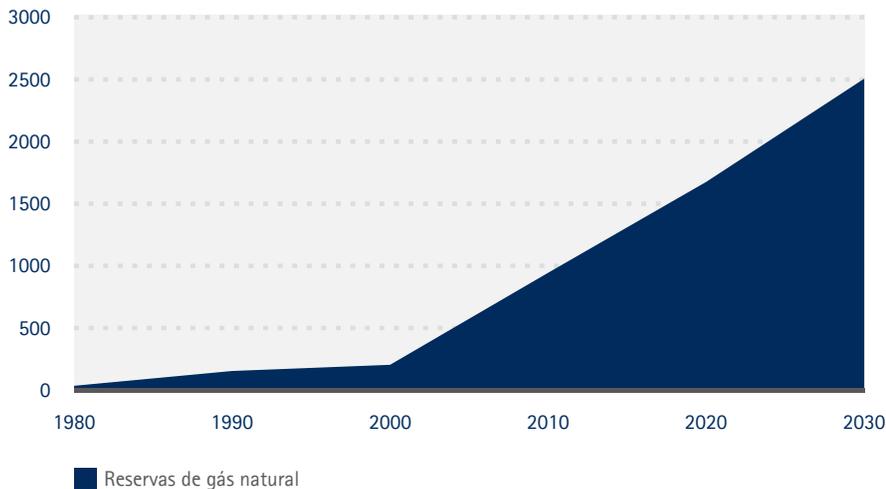
**Tabela 5.2: Gás natural**  
(em bilhões de m<sup>3</sup>)

	2005	2010	2020	2030
Reservas <sup>1</sup>	306	595	1.110	1.654
Produção	18	33	62	92

<sup>1</sup> A partir de 2010, assume-se a premissa de que o esforço exploratório para produção de gás natural seja suficiente para manutenção da razão Reserva/Produção de 18 anos.

**Gráfico 5.2: Evolução das Reservas de Gás Natural**

(em bilhões de m<sup>3</sup>)



## 5.2 Potencial Hidrelétrico

**Tabela 5.3: Energia hidrelétrica**

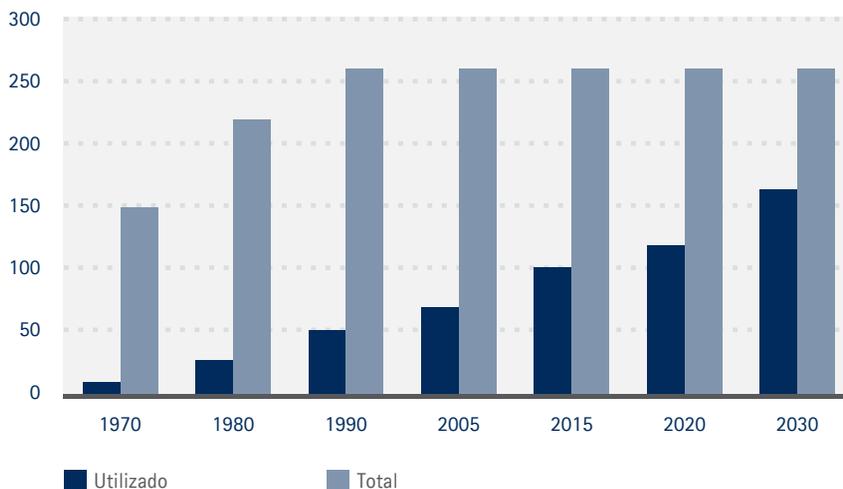
(GW)

	2005	2015	2020	2030
Total <sup>1</sup>	261	261	261	261
Utilizado	69	101	119	164

<sup>1</sup> Inclui o potencial aproveitado e remanescente

## Gráfico 5.3: Evolução do Potencial Hidrelétrico Brasileiro

(em Gigawatts)



370

## 5.3 Recursos e Reservas de Carvão Mineral

Tabela 5.4: Carvão mineral

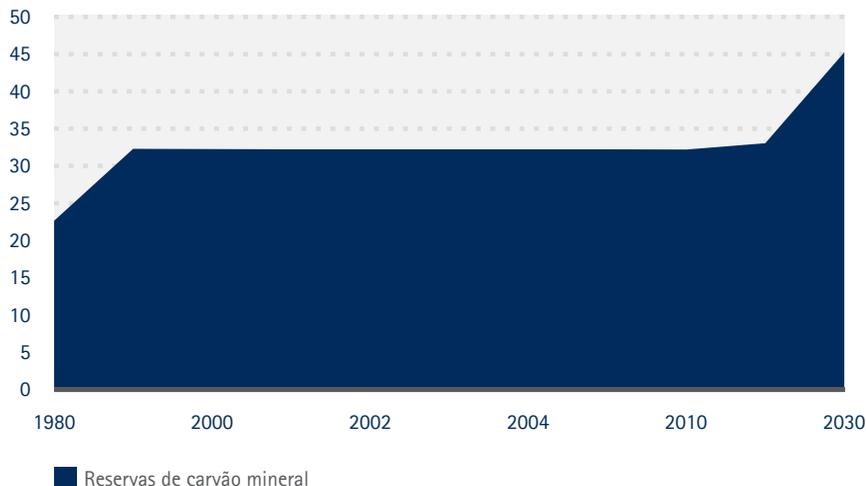
(em bilhões de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Reservas de Carvão <sup>1</sup>	32,3	32,3	33,2	45,3
Carvão metalúrgico	5,1	5,1	5,3	7,2
Carvão Energético	27,2	27,2	27,9	38,1
Turfa	0,5	0,5	0,5	0,5

<sup>1</sup> Inclui recursos e reservas medidas, indicadas e inferidas. <sup>2</sup> Após 2015, como resultado da retomada do esforço de prospecção de reservas de carvão no país, aumentam-se as reservas em 40%.

**Gráfico 5.4: Evolução das Reservas de Carvão Mineral**

(em bilhões de toneladas)



## 5.4 Reservas de Urânio (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)

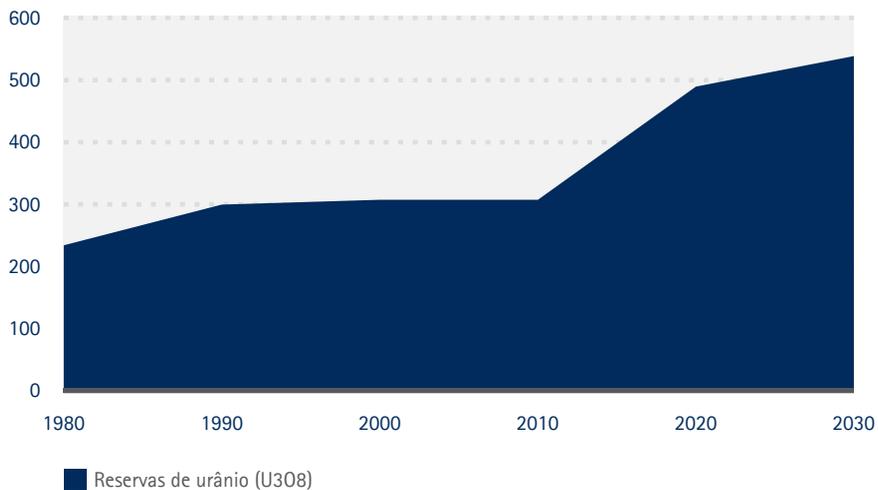
**Tabela 5.5: Urânio**

(em milhares de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Reservas <sup>1</sup>	309	309	490	539
Produção	129	151	844	1.646

<sup>1</sup> Até 2010, inclui reservas medidas, indicadas e inferidas. Após 2010, considera a adição de uma parcela de 28% dos recursos adicionais de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> devido aos recursos adicionais estimados em jazidas já existentes: Caldas (MG), Lagoa Real/Caetité (BA) e Santa Quitéria (CE).

Gráfico 5.5: Evolução das Reservas de Urânio  
(em milhares de toneladas)



# 6

## **Economia e Energia**

Oferta interna de energia / PIB  
/ População

Oferta interna de energéticos  
/ PIB

Consumo final energético e PIB  
por setor

Consumo final de energia  
residencial e população

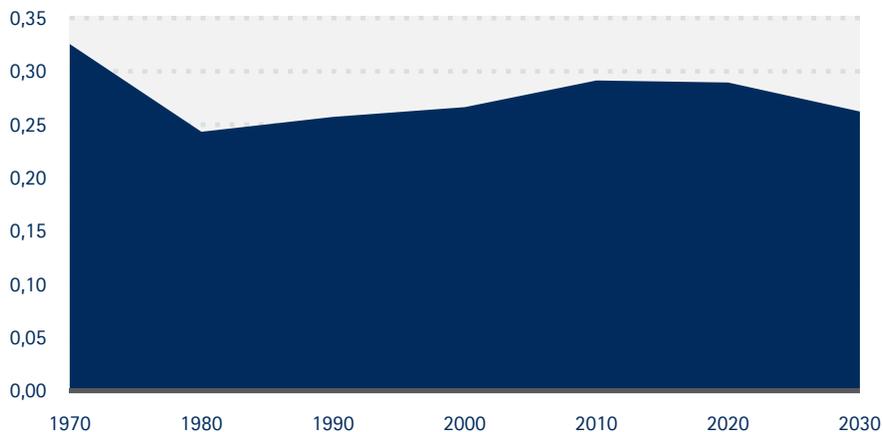
## 6.1 Oferta Interna de Energia / PIB / População

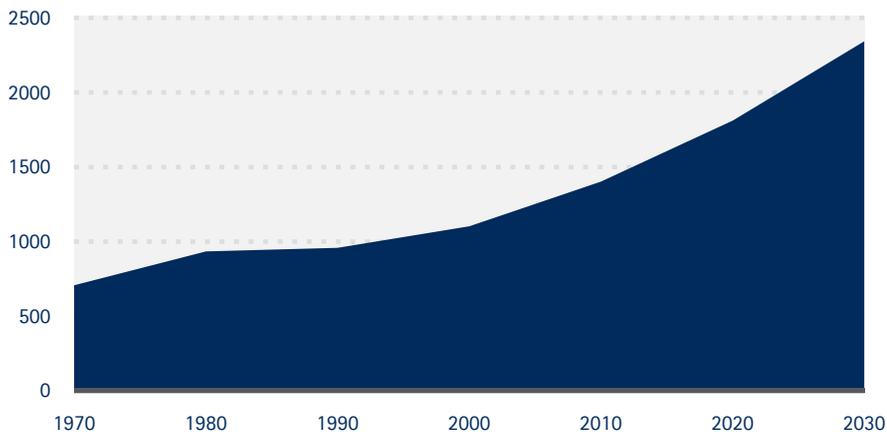
Tabela 6.1: Oferta interna de energia (OIE) / PIB / População

	UNID.	2005	2010	2020	2030
Oferta interna de energia	10 <sup>6</sup> tep	218,7	278,9	396,4	555,8
Produto interno bruto	10 <sup>9</sup> US\$ [2005]	796,3	955,8	1.377,4	2.133,2
População	10 <sup>6</sup> hab.	184	198	220	239
Intensidade energética	tep/10 <sup>3</sup> US\$	0,275	0,292	0,288	0,261
Demanda per capita	tep/10 <sup>3</sup> hab	1.187	1.409	1.802	2.326

Gráfico 6.1: Evolução da intensidade energética

(em tep/10<sup>3</sup> US\$ [2005])

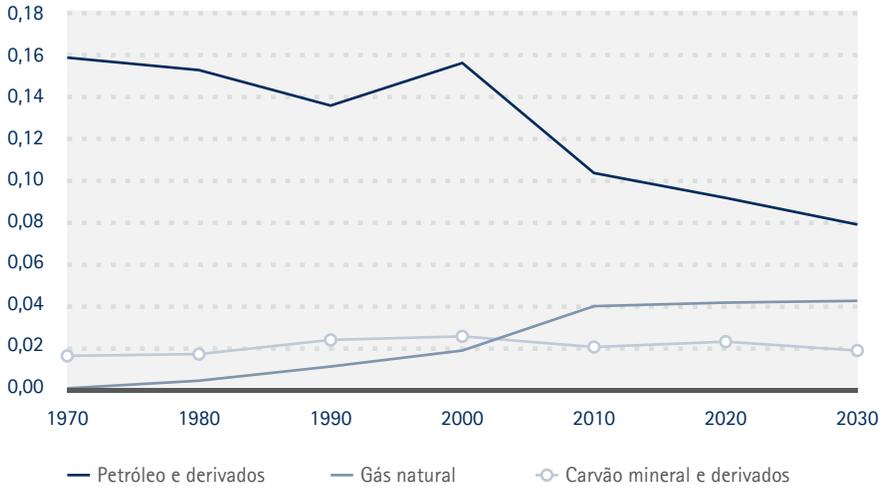


**Gráfico 6.2: Evolução da demanda de energia per capita**(em tep/10<sup>3</sup> hab)**6.2 Oferta Interna de Energéticos e PIB****Tabela 6.2: Oferta interna de energéticos / PIB**(em tep/10<sup>3</sup> US\$ [2005])

	2005	2010	2020	2030
Petróleo e derivados/PIB	0,106	0,102	0,090	0,078
Gás natural/PIB	0,026	0,039	0,041	0,041
Carvão mineral e derivados/PIB	0,017	0,020	0,021	0,018
Hidráulica e eletricidade/PIB	0,041	0,040	0,040	0,036
Lenha e carvão vegetal/PIB	0,036	0,029	0,021	0,014
Derivados da cana/PIB	0,038	0,041	0,049	0,048

Gráfico 6.3a: Evolução da oferta interna de energéticos/PIB

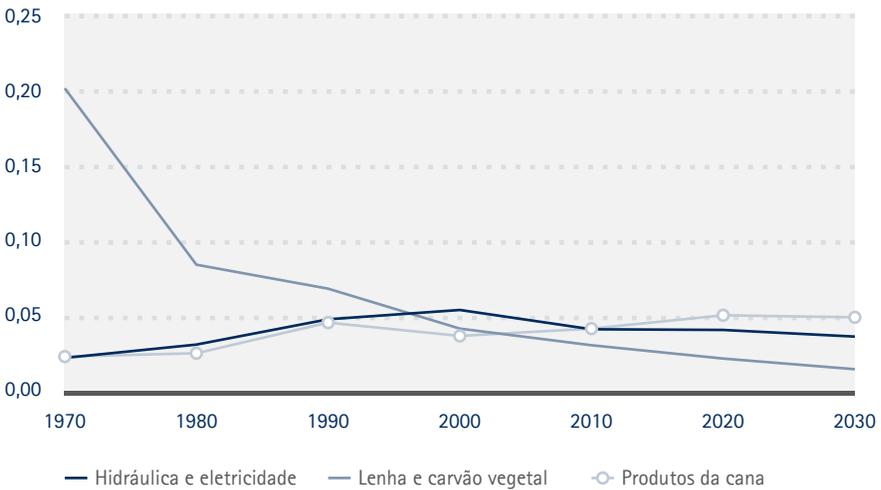
(em tep/10<sup>3</sup> US\$ [2005])



376

Gráfico 6.3b: Evolução da oferta interna de energéticos/PIB

(em tep/10<sup>3</sup> US\$ [2005])



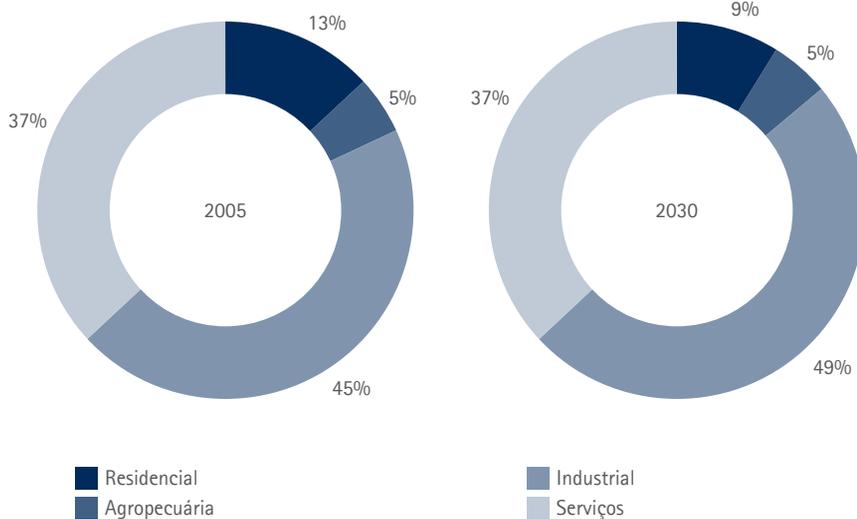
## 6.3 Consumo Final Energético e PIB por Setor

Tabela 6.3: Consumo final energético por setor

(em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Residencial	21.827	23.839	29.223	40.461
Serviços	61.362	77.063	109.086	166.074
Transportes	52.459	65.898	92.655	139.119
Comercial	5.452	7.292	11.650	21.008
Público	3.451	3.873	4.780	5.947
Agropecuário	8.358	10.456	14.997	21.339
Industrial	73.496	94.791	135.353	174.948
Energético	17.643	24.782	38.769	50.733
<b>TOTAL</b>	<b>182.686</b>	<b>230.931</b>	<b>327.429</b>	<b>453.555</b>

Gráfico 6.4: Evolução da estrutura do consumo final de energia por setor



**Tabela 6.4: Produto Interno Bruto por setor**  
(em US\$ bilhões [2005])

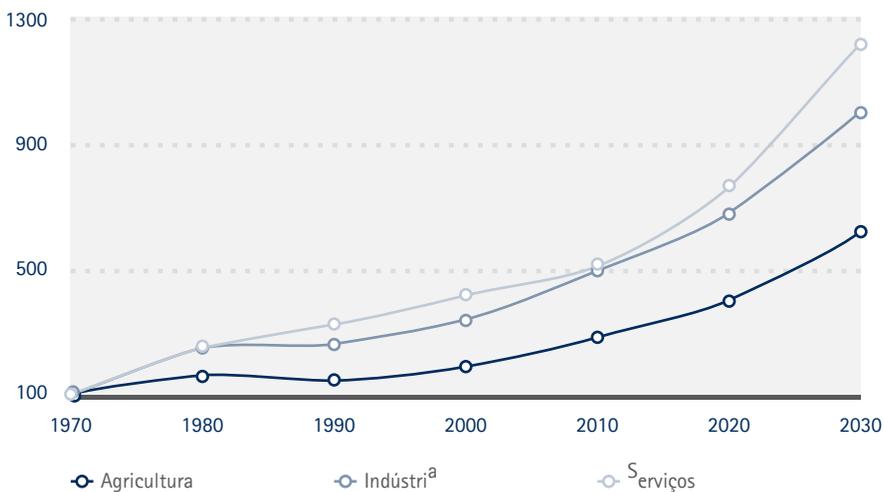
	2005	2010	2020	2030
Agricultura	66,89	84,86	121,61	187,27
Indústria e setor energético	318,52	384,39	529,78	782,88
Serviços	410,89	486,59	726,05	1.163,13
<b>TOTAL</b>	<b>796,30</b>	<b>955,84</b>	<b>1.377,43</b>	<b>2.133,28</b>

**Tabela 6.5: Estrutura do Produto Interno Bruto**  
(em %)

	2005	2010	2020	2030
Agricultura	8,4%	8,9%	8,8%	8,8%
Indústria e setor energético	40,0%	40,2%	38,5%	36,7%
Serviços	51,6%	50,9%	52,7%	54,5%

**Gráfico 6.5: Evolução do PIB por setor**  
(em número índice)

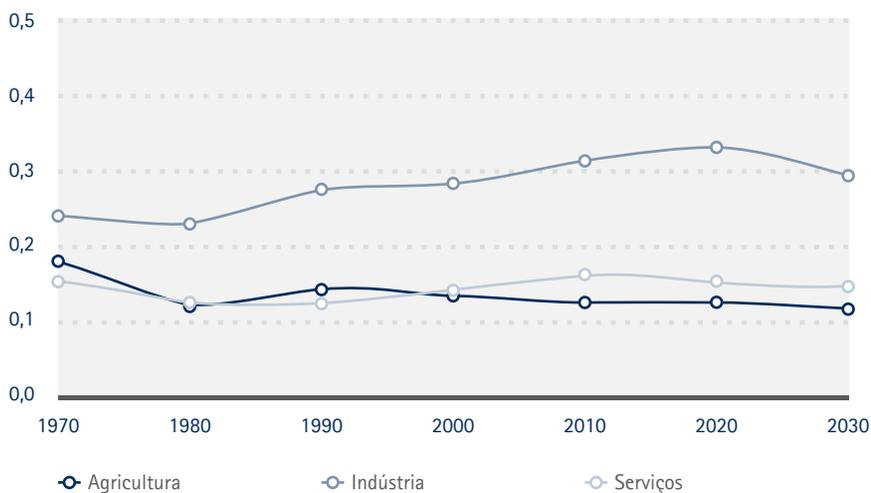
378



**Tabela 6.6: Consumo final energético / PIB**  
(em tep/US\$ mil [2005])

	2005	2010	2020	2030
Agricultura	0,125	0,123	0,123	0,114
Indústria e setor energético	0,286	0,311	0,329	0,288
Serviços	0,149	0,158	0,150	0,143
<b>TOTAL S/ RESIDENCIAL</b>	<b>0,202</b>	<b>0,216</b>	<b>0,216</b>	<b>0,203</b>
<b>TOTAL c/ residencial</b>	<b>0,229</b>	<b>0,242</b>	<b>0,238</b>	<b>0,223</b>

**Gráfico 6.6: Evolução do indicador consumo final por PIB**



## 6.4 Consumo Final de Energia Residencial e População

Tabela 6.7: Consumo final energético do setor residencial

	UNID.	2005	2010	2020	2030
Consumo final de energia (A)	10 <sup>3</sup> tep	21.827	24.093	30.173	41.705
Consumo final para cocção <sup>1</sup> (B)	10 <sup>3</sup> tep	14.655	14.760	14.615	16.029
Consumo final de eletricidade (C)	TWh	83,2	105,3	169,1	283,3
População (D)	10 <sup>6</sup> hab	185	198	220	239
<b>Indicadores de consumo per capita</b>					
(A) / (D)	tep/hab	0,118	0,122	0,137	0,175
(B) / (D)	tep/hab	0,079	0,075	0,066	0,067
(C) / (D)	MWh/hab	0,449	0,532	0,768	1,188

<sup>1</sup> Inclui GLP, gás canalizado (inclusive gás natural), lenha e carvão vegetal

Gráfico 6.7: Evolução do uso da energia no setor residencial

(em 10<sup>6</sup> tep)

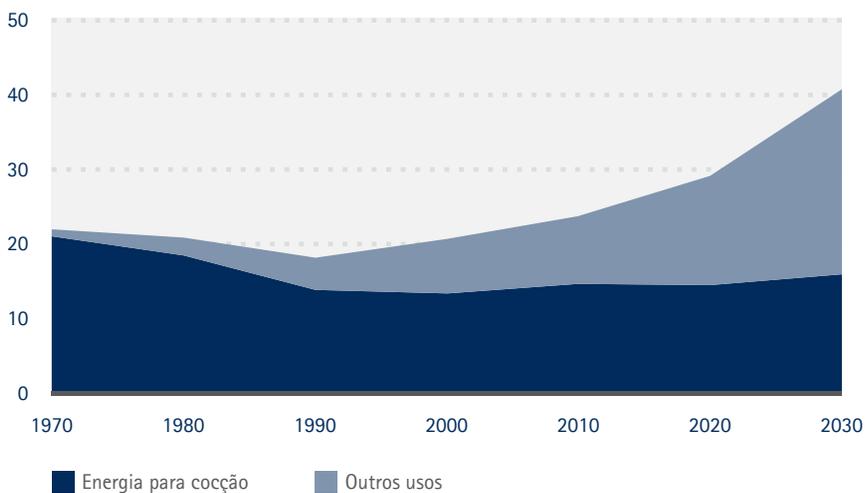
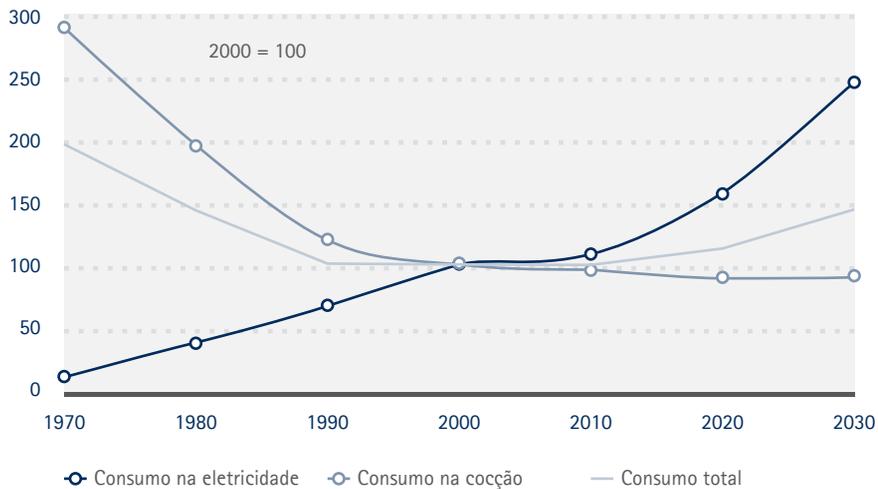
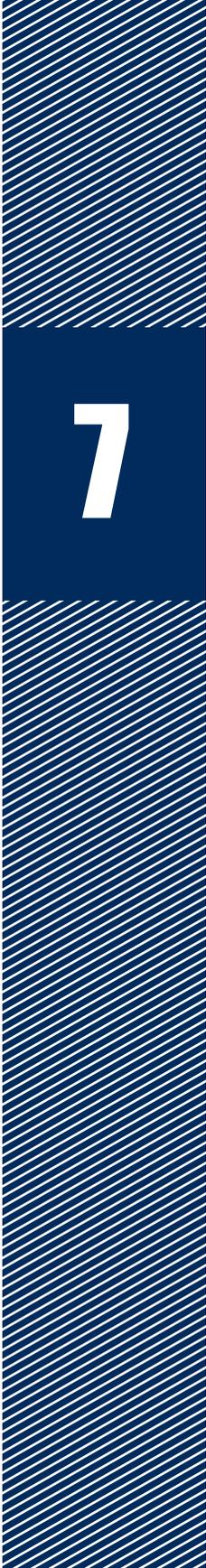


Gráfico 6.8: Dinâmica do uso da energia no setor residencial







**7**

# **Unidades**

## 7.1 Unidade Básica Adotada

A unidade básica adotada na composição da Matriz Energética Brasileira 2030 é a "tonelada equivalente de petróleo - tep".

Na Matriz, foram adotados os critérios internacionais mais usuais para a conversão das unidades comerciais de energia em uma unidade comum de referência. Assim:

- o petróleo de referência é o de 10.000 kcal/kg;
- todos os fatores de conversões foram determinados com base nos poderes caloríficos inferiores das fontes de energia; e
- para a energia hidráulica e eletricidade foram considerados os coeficientes de equivalência teórica, onde 1 kWh = 860 kcal (1º Princípio da Termodinâmica).

## 7.2 Tratamento das Unidades por Produto

### Petróleo e Derivados, Gás Natural, Álcool e Xisto

Foram considerados as massas específicas e os poderes caloríficos inferiores correspondentes às características físico-químicas dos produtos da Petrobras em 2005 (coeficientes médios para cada um), conforme os setores de controle de qualidade de suas refinarias de petróleo e do CENPES.

**384**

### Carvão Vapor

O carvão vapor nacional é produzido nas mais diversas formas quanto às suas características físico-químicas, apresentando teores de cinzas entre 20% e 54% e múltiplas variações de teores de enxofre, voláteis, carbono fixo e outros. A análise dos carvões é feita em algumas usinas de beneficiamento equipadas com laboratórios próprios, na Fundação CIENTEC e no CETEM. Sua equivalência para "tep" é determinada a partir dos poderes caloríficos médios dos diversos tipos de carvões processados.

### Carvão Metalúrgico

#### Importado:

Adotado o poder calorífico fornecido pela CSN, que se situa dentro da faixa dos diversos carvões metalúrgicos importados.

#### Nacional:

Adotado o poder calorífico fornecido pela CSN.

### Urânio – $U_3O_8$

Adotado o coeficiente de equivalência informado pela INB.

## Energia Hidrelétrica e Eletricidade

O coeficiente de equivalência utilizado foi de 0,086 tep/MWh, decorrente da equivalência calórica de 860 kcal/kWh. Este coeficiente foi determinado pela equivalência da energia potencial da água (energia mecânica) em calor.

## Lenha

A unidade primária da lenha é o metro cúbico estéreo ( $m^3$  st). Para a lenha de uso residencial (vulgarmente identificada como "catada"), foi adotada a densidade de  $300 \text{ kg}/m^3$  st, valor médio identificado em pesquisa realizada pela Fundação CETEC, em localidades do Estado de Minas Gerais. Para a lenha comercial, foi utilizada a densidade de  $390 \text{ kg}/m^3$  st, segundo dados fornecidos pela BRACELPA.

## Produtos da Cana-de-Açúcar

O conteúdo calórico da cana-de-açúcar, considerando os seus componentes (sacarose, fibras, água e outros), é de aproximadamente  $1.060 \text{ kcal}/\text{kg}$ . Retirando dessa quantidade a energia contida nas fibras (bagaço), o poder calorífico para o caldo de cana alcança cerca de  $620 \text{ kcal}/\text{kg}$ . Quanto ao melaço, com cerca de 55% de açúcares redutores em peso e capaz de produzir em torno de 350 litros de álcool/t, chega-se a um valor próximo de  $1.930 \text{ kcal}/\text{kg}$ . Para o bagaço de cana foi utilizado o poder calorífico calculado experimentalmente pelo antigo IAA.

## Outras Fontes Primárias

Incluem-se neste item resíduos vegetais e industriais utilizados para geração de calor e vapor. A equivalência para tep foi estabelecida a partir de poderes caloríficos médios estimados. Para a lixívia, foi empregado o poder calorífico adotado pela BRACELPA.

## Gás Canalizado e de Coqueria

Foram adotados os poderes caloríficos utilizados pela CEG e pela COMGAS.

## Coque de Carvão Mineral

Foi utilizado o poder calorífico obtido teoricamente com o emprego da Equação de Dulong, a partir da análise química de uma amostragem média de coque.

## Urânio contido no $\text{UO}_2$

Foi empregado o coeficiente de equivalência adotado pela INB.

## Carvão Vegetal

O poder calorífico empregado foi de pesquisas efetuadas nas companhias siderúrgicas Belgo Mineira e Acesita.

### 7.3 Relações entre Unidades

EXPONENCIAIS	EQUIVALÊNCIAS	RELAÇÕES PRÁTICAS
(k) Kilo = 10 <sup>3</sup>	1 m <sup>3</sup> = 6,28981 barris	
(M) mega = 10 <sup>6</sup>	1 barril = 0,158987 m <sup>3</sup>	1 tep ano = 7,2 bep ano
(G) giga = 10 <sup>9</sup>	1 joule = 0,239 cal	1 bep ano = 014 tep ano
(T)tera = 10 <sup>12</sup>	1 Btu = 252 cal	1 tep ano = 0,02 bep dia
(P)petra = 10 <sup>15</sup>	1 m <sup>3</sup> de petróleo = 0,872t (em 1994)	1 bep dia = 50 tep ano
(E)exa = 10 <sup>18</sup>	1 tep = 10000 Mcal	

### 7.4 Coeficientes de Equivalência Calórica

Multiplicar de  para

Óleo combustível (m <sup>3</sup> )	Gás natural seco (1000 m <sup>3</sup> )	Carvão Mineral 5200 (t)	GLP (m <sup>3</sup> )	Lenha (t)	Carvão vegetal (t)
------------------------------------	---	-------------------------	-----------------------	-----------	--------------------

UNIDADE FÍSICA

Óleo combustível (m <sup>3</sup> )	1,00	1,09	1,94	1,56	3,06	1,48
Gás natural seco (1000 m <sup>3</sup> )	0,92	1,00	1,78	1,43	2,80	1,36
Carvão Mineral 5200 (t)	0,52	0,56	1,00	0,80	1,58	0,76
GLP (m <sup>3</sup> )	0,64	0,70	1,25	1,00	1,97	0,95
Lenha (t)	0,33	0,36	0,63	0,51	1,00	0,49
Carvão vegetal (t)	0,67	0,73	1,31	1,05	2,06	1,00

386

### 7.5 Fatores de Conversão para Massa

Multiplicar de  para

kg	t	tl	tc	lb
----	---	----	----	----

Quilograma (kg)	1,0	0,001	0,00984	0,001102	2,2046
Tonelada métrica (t)	1000,0	1,0	0,984	1,1023	2204,6
Tonelada longa (tl)	1.016,0	1,016	1,0	1,120	2.240,0
Tonelada curta (tc)	907,2	0,9072	0,893	1,0	2.000,0
Libra (lb)	0,454	0,000454	0,000446	0,0005	1,0

## 7.6 Fatores de Conversão para Volume

Multiplicar por de	para	m <sup>3</sup>	l	gal (EUA)	gal (RU)	bbl	pé <sup>3</sup>
metros cúbicos (m <sup>3</sup> )		1,0	1.000,0	264,2	220,0	6,289	35,3147
litros (l)		0,001	1,0	0,2642	0,22	0,0063	0,0353
galões (EUA)		0,0038	3,785	1,0	0,8327	0,02381	0,1337
galões (RU)		0,0045	4,546	1,201	1,0	0,02859	0,1605
barris (bbl)		0,159	159,0	42,0	34,97	1,0	5,615
pés cúbicos (pé <sup>3</sup> )		0,0283	28,3	7,48	6,229	0,1781	1,0

## 7.7 Fatores de Conversão para Energia

Multiplicar por de	para	J	BTU	cal	kWh
Joule (J)		1,0	947,8 x 10 <sup>-6</sup>	0,23884	277,7 x 10 <sup>-9</sup>
British Thermal Unit (BTU)		1,055 x 10 <sup>3</sup>	1,0	252,0	293,07 x 10 <sup>-6</sup>
Caloria (cal)		4,1868	3,968 x 10 <sup>-3</sup>	1,0	1,163 x 10 <sup>-6</sup>
Quilowatt-hora (kWh)		3,6 x 10 <sup>6</sup>	3412,0	860,0 x 10 <sup>3</sup>	1,0
Ton. equivalente de petróleo (tep)		41,87 x 10 <sup>9</sup>	39,68 x 10 <sup>6</sup>	10,0 x 10 <sup>9</sup>	11,63 x 10 <sup>3</sup>
Barril equivalente de petróleo (bep)		5,95 x 10 <sup>9</sup>	5,63 x 10 <sup>6</sup>	1,42 x 10 <sup>9</sup>	1,65 x 10 <sup>3</sup>

## 7.8 Coeficientes de Equivalência Médios para os Combustíveis Gasosos

Multiplicar por de 1000 m <sup>3</sup>	para	giga-caloria	tep (10000 kcal/kg)	bep	tec (7000 kcal/kg)	giga-joule	milhões BTU	megawatt-hora (860 kcal/kWh)
Gás natural úmido		9,93	0,993	6,99	1,419	41,58	39,40	11,55
Gás natural seco		8,80	0,880	6,20	1,257	36,84	34,92	10,23
Gás de coqueria		4,30	0,430	3,03	0,614	18,00	17,06	5,00
Gás canalizado Rio de Janeiro		3,80	0,380	2,68	0,543	15,91	15,08	4,42
Gás canalizado São Paulo		4,50	0,450	3,17	0,643	18,84	17,86	5,23

## 7.9 Coeficientes de Equivalência Médios para os Combustíveis Líquidos

Multiplicar por de m<sup>3</sup> → para

	giga-caloria	tep (10000 kcal/kg)	bep	tec (7000 kcal/kg)	giga-joule	milhões BTU	megawatt- hora (860 kcal/ kWh)
Petróleo	8,90	0,890	6,27	1,271	37,25	35,30	10,35
Óleo diesel	8,48	0,848	5,97	1,212	35,52	33,66	9,87
Óleo combustível	9,59	0,959	6,75	1,370	40,15	38,05	11,15
Gasolina automotiva	7,70	0,770	5,42	1,099	32,22	30,54	8,95
Gasolina de aviação	7,63	0,763	5,37	1,090	31,95	30,28	8,88
GLP	6,11	0,611	4,30	0,872	25,56	24,22	7,10
Nafta	7,65	0,765	5,39	1,093	32,05	30,37	8,90
Querosene iluminante	8,22	0,822	5,79	1,174	34,40	32,60	9,56
Querosene de aviação	8,22	0,822	5,79	1,174	34,40	32,60	9,56
Álcool etílico anidro	5,34	0,534	3,76	0,763	22,35	21,19	6,21
Álcool etílico hidratado	5,01	0,510	3,59	0,728	21,34	20,22	5,93
Gás de refinaria	6,55	0,655	4,61	0,936	27,43	26,00	7,62
Coque de petróleo	8,73	0,873	6,15	1,247	36,53	34,62	10,15
Outros energéticos de petróleo	8,90	0,890	6,27	1,271	37,25	35,30	10,35
Asfaltos	10,18	1,018	7,17	1,455	42,63	40,40	11,84
Lubrificantes	8,91	0,891	6,27	1,272	37,29	35,34	10,36
Solventes	7,81	0,781	5,50	1,115	32,69	30,98	9,08
Outros não energéticos de petróleo	8,90	0,890	6,27	1,271	37,25	35,30	10,35

## 7.10 Coeficientes de Equivalência Médios para os Combustíveis Sólidos

Multiplicar por de tonelada  para

	giga-caloria	tep (10000 kcal/kg)	bep	tec (7000 kcal/kg)	giga-joule	milhões BTU	megawatt-hora (860 kcal/kWh)
Carvão vapor 3100 kcal/kg	2,95	0,295	2,08	0,421	12,35	11,70	3,43
Carvão vapor 3300 kcal/kg	3,10	0,310	2,18	0,443	12,98	12,30	3,61
Carvão vapor 3700 kcal/kg	3,50	0,350	2,46	0,500	14,65	13,89	4,07
Carvão vapor 4200 kcal/kg	4,00	0,400	2,82	0,571	16,75	15,87	4,65
Carvão vapor 4500 kcal/kg	4,25	0,425	2,99	0,607	17,79	16,86	4,94
Carvão vapor 4700 kcal/kg	4,45	0,445	3,13	0,636	18,63	17,66	5,18
Carvão vapor 5200 kcal/kg	4,90	0,490	3,45	0,700	20,52	19,44	5,70
Carvão vapor 5900 kcal/kg	5,60	0,560	3,94	0,800	23,45	22,22	6,51
Carvão vapor 6000 kcal/kg	5,70	0,570	4,01	0,814	23,86	22,62	6,63
Carvão vapor sem especificação	2,85	0,285	2,01	0,407	11,93	11,31	3,31
Carvão metalúrgico nacional	6,42	0,642	4,52	0,917	26,88	25,47	7,47
Carvão metalúrgico importado	7,40	0,740	5,21	1,057	30,98	29,36	8,61
Lenha	3,10	0,310	2,18	0,443	12,98	12,30	3,61
Caldo de cana	0,62	0,062	0,44	0,089	2,61	2,47	0,72
Melaço	1,85	0,185	1,30	0,264	7,75	7,34	2,15
Bagaço de cana	2,13	0,213	1,50	0,304	8,92	8,45	2,48
Lixívia	2,86	0,286	2,01	0,409	11,97	11,35	3,33
Coque de carvão mineral	6,90	0,690	4,86	0,986	28,89	27,38	8,02
Carvão vegetal	6,46	0,646	4,55	0,923	27,05	25,63	7,51
Alcatrão	8,55	0,855	6,02	1,221	35,80	33,93	9,94

## 7.11 Densidades e Poderes Caloríficos Inferiores (2005)

	DENSIDADE (KG/M <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	PODER CALORÍFICO INFERIOR (KCAK/KG)		DENSIDADE (KG/M <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	PODER CALORÍFICO INFERIOR (KCAK/KG)
Petróleo	874	10.200	Óleo Combustível	1.000	9.590
Gás Natural Úmido <sup>(2)</sup>	-	9.930	Gasolina Automotiva	740	10.400
Gás Natural Seco <sup>(2)</sup>	-	8.800	Gasolina de Aviação	720	10.600
Carvão Vapor 3100 Kcal/kg	-	2.950	Gás Liquefeito de Petróleo	550	11.100
Carvão Vapor 3300 Kcal/kg	-	3.100	Nafta	720	10.630
Carvão Vapor 3700 Kcal/kg	-	3.500	Querosene Iluminante	790	10.400
Carvão Vapor 4200 Kcal/kg	-	4.000	Querosene de Avião	790	10.400
Carvão Vapor 4500 Kcal/kg	-	4.250	Gás de Coqueria <sup>(2)</sup>	-	4.300
Carvão Vapor 4700 Kcal/kg	-	4.450	Gás Canalizado Rio de Janeiro <sup>(2)</sup>	-	3.800
Carvão Vapor 5200 Kcal/kg	-	4.900	Gás Canalizado São Paulo <sup>(2)</sup>	-	4.500
Carvão Vapor 5900 Kcal/kg	-	5.600	Coque de Carvão Mineral	-	6.900
Carvão Vapor 6000 Kcal/kg	-	5.700	Eleticidade <sup>(3)</sup>	-	860
Carvão Vapor sem Especificação	-	2.850	Carvão Vegetal	250	6.460
Carvão Metalúrgico Nacional	-	6.420	Álcool Etilico Anidro	791	6.750
Carvão Metalúrgico Importado	-	7.400	Álcool Etilico Hidratado	809	6.300
Energia Hidráulica <sup>(3)</sup>	-	860	Gás de Refinaria	780	8.400
Lenha Catada	300	3.100	Coque de Petróleo	1.041	8.390
Lenha Comercial	390	3.100	Outros Energéticos de Petróleo	872	10.200
Caldo de Cana	-	623	Alcatrão	-	8.550
Melaço	-	1.850	Asfaltos	1.040	9.790
Bagaço de Cana <sup>(4)</sup>	-	2.130	Lubrificantes	880	10.120
Lixívia	-	2.860	Solventes	740	10.550
Óleo Diesel	840	10.100	Outros Não-energéticos de Petróleo	873	10.200

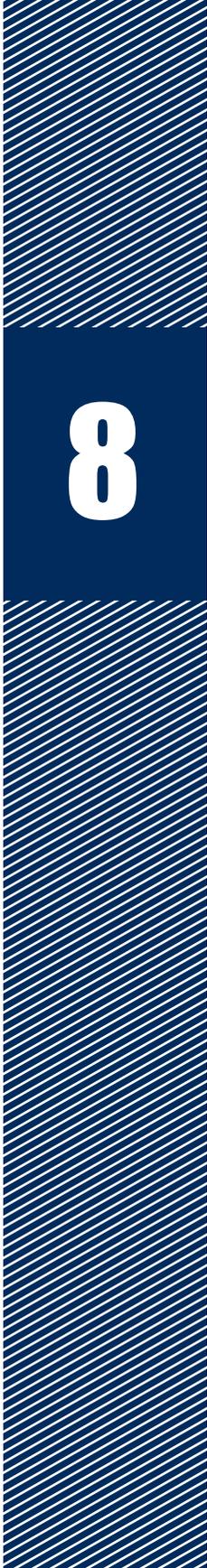
<sup>(1)</sup> À temperatura de 20° C, para derivados de petróleo e de gás natural. <sup>(2)</sup> kcal/m<sup>3</sup>. <sup>(3)</sup> kcal/kWh. <sup>(4)</sup> Bagaço com 50% de umidade

## 7.12 Fatores de Conversão para tep médio

	UNIDADE	2005
Petróleo	m <sup>3</sup>	0,891
Gás Natural Úmido	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	0,993
Gás Natural Seco	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	0,880
Carvão Vapor 3100 kcal/kg	t	0,295
Carvão Vapor 3300 kcal/kg	t	0,310
Carvão Vapor 3700 kcal/kg	t	0,350
Carvão Vapor 4200 kcal/kg	t	0,400
Carvão Vapor 4500 kcal/kg	t	0,425
Carvão Vapor 4700 kcal/kg	t	0,445
Carvão Vapor 5200 kcal/kg	t	0,490
Carvão Vapor 5900 kcal/kg	t	0,560
Carvão Vapor 6000 kcal/kg	t	0,570
Carvão Vapor sem Especificação	t	0,285
Carvão Metalúrgico Nacional	t	0,642
Carvão metalúrgico Importado	t	0,740
Urânio U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	kg	0,139
Outras Renováveis	tep	1,000
Hidráulica	MWh	0,086
Lenha Comercial	t	0,310
Caldo de Cana	t	0,061
Melaço	t	0,180
Bagaço de Cana	t	0,213
Lixívia	t	0,286
Outras Renováveis	tep	1,000
Óleo Diesel	m <sup>3</sup>	0,848

	UNIDADE	2005
Óleo Combustível Médio	m <sup>3</sup>	0,959
Gasolina Automotiva	m <sup>3</sup>	0,770
Gasolina de Aviação	m <sup>3</sup>	0,763
Gás liquefeito de Petróleo	m <sup>3</sup>	0,611
Nafta	m <sup>3</sup>	0,765
Querosene Iluminante	m <sup>3</sup>	0,822
Querosene de Aviação	m <sup>3</sup>	0,822
Gás de Coqueria	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	0,430
Gás Canalizado Rio de Janeiro	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	0,380
Gás Canalizado São Paulo	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	0,450
Coque de Carvão Mineral	t	0,690
Urânio contido no UO <sub>2</sub>	kg	3,908
Eletricidade	MWh	0,086
Carvão Vegetal	t	0,646
Álcool Etílico Anidro	m <sup>3</sup>	0,534
Álcool Etílico Hidratado	m <sup>3</sup>	0,510
Gás de Refinaria	m <sup>3</sup>	0,655
Coque de Petróleo	m <sup>3</sup>	0,873
Outros Energéticos de Petróleo	m <sup>3</sup>	0,890
Outras Secundárias - Alcatrão	m <sup>3</sup>	0,855
Asfaltos	m <sup>3</sup>	1,018
Lubrificantes	m <sup>3</sup>	0,891
Solventes	m <sup>3</sup>	0,781
Outros Não-Energ.de Petróleo	m <sup>3</sup>	0,890



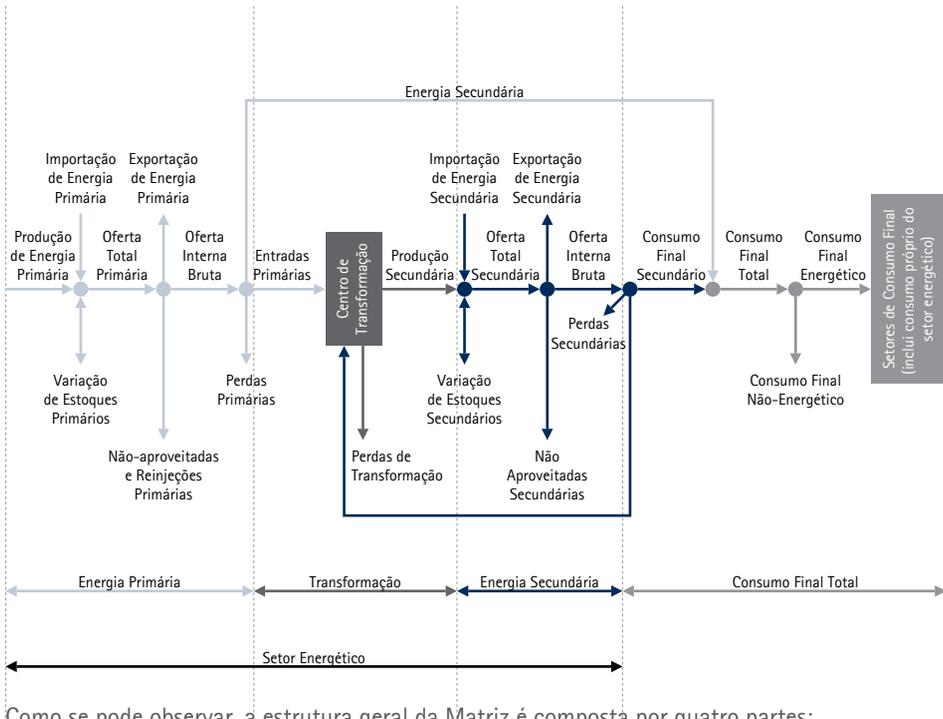


# 8

## **Definições e Conceitos Básicos**

## 8.1 Descrição Geral da Estrutura da Matriz Energética Brasileira

A Matriz Energética Brasileira 2030 foi estruturada da mesma forma como está organizado o Balanço Energético Nacional – BEN. Assim, seguiu-se metodologia que compreende uma estrutura energética suficientemente geral, de forma a permitir a obtenção de adequada configuração das variáveis físicas próprias do setor energético e a comparação com o BEN. Em síntese, a metodologia adotada expressa o balanço das diversas etapas do processo energético: produção, transformação e consumo, conforme figura e conceituação apresentados a seguir.



Como se pode observar, a estrutura geral da Matriz é composta por quatro partes:

### ▪ Energia Primária

Produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, como petróleo, gás natural, carvão mineral (vapor e metalúrgico), urânio ( $U_3O_8$ ), energia hidráulica, lenha, produtos da cana (melaço, caldo de cana, bagaço e palha) e outras fontes primárias (resíduos vegetais e animais, resíduos industriais, resíduos urbanos, energia solar, eólica etc., utilizados na geração de energia elétrica, vapor e calor).

### ▪ Transformação

Agrupa todos os centros de transformação onde a energia que entra (primária e/ou secundária) se transforma em uma ou mais formas de energia secundária, com suas correspondentes perdas na transformação.

### ▪ Energia Secundária

Produtos energéticos resultantes dos diferentes centros de transformação que têm como destino os diversos setores de consumo e eventualmente outro centro de transformação. São fontes de energia secundária o óleo diesel, óleo combustível, gasolina (automotiva e de aviação), GLP, nafta, querosene (iluminante e de aviação), gás (de cidade e de coqueria), coque de carvão mineral, urânio contido no  $UO_2$  dos elementos combustíveis, eletricidade, carvão vegetal, etanol e outras secundárias de petróleo (gás de refinaria, coque e outros), produtos não-energéticos do petróleo, derivados de petróleo que, mesmo tendo significativo conteúdo energético, são utilizados para outros fins (graxas, lubrificantes, parafinas, asfaltos, solventes e outros) e alcatrão (alcatrão obtido na transformação do carvão metalúrgico em coque).

### ▪ Consumo Final

É a quantidade de energia consumida pelos diversos setores da economia, para atender às necessidades dos diferentes usos, como calor, força motriz, iluminação etc. Não inclui nenhuma quantidade de energia que seja utilizada como matéria-prima para produção de outra forma de energia.

## 8.2 Definições

**Oferta** é a quantidade de energia que se coloca à disposição para ser transformada e/ou para consumo final.

**Produção** é a energia primária que se obtém de recursos minerais, vegetais, animais (biogás), hídricos, reservatórios geotérmicos, sol, vento, marés.

**Importação (exportação)** é a quantidade de energia primária e secundária que entra (sai) no (do) país e constitui parte da Oferta (da Demanda) no balanço.

**Reinjeção** é a quantidade de gás natural que é reinjetada nos poços de petróleo para melhor recuperação desse hidrocarboneto.

**Oferta Interna Bruta** é a quantidade de energia que se coloca à disposição do país para ser submetida aos processos de transformação e/ou consumo final.

**Centros de Transformação** são as unidades ou instalações onde as energias primária e secundária são transformadas em outras formas de energia secundária. São centros de transformação refinarias de petróleo, plantas de gás natural, usinas de gaseificação, coquerias, instalações do ciclo do combustível nuclear, centrais elétricas, carvoarias e destilarias. Outras transformações incluem efluentes (produtos energéticos) produzidos pela indústria química quando do processamento da nafta e de outros produtos não-energéticos de petróleo.

**Perdas na Distribuição e Armazenagem** são as perdas ocorridas durante as atividades de produção, transporte, distribuição e armazenamento de energia. Como exemplos, podem ser destacadas: perdas em gasodutos, oleodutos, linhas de transmissão de eletricidade, redes de distribuição elétrica. Não se incluem nesta definição as perdas nos Centros de Transformação.

**Consumo Final Não-Energético** é a quantidade de energia contida em produtos que são utilizados em diferentes setores para fins não-energéticos.

**Consumo Final Energético** agrega o consumo final dos setores energético, residencial, comercial, público, agropecuário, transportes e industrial.

**Consumo Final do Setor Energético** é a energia consumida nos Centros de Transformação e/ou nos processos de extração e transporte interno de produtos energéticos, na sua forma final.

**Consumo Final Residencial** é a energia consumida no Setor Residencial, em todas as classes.

**Consumo Final Comercial** é a energia consumida no Setor Comercial, em todas as classes.

**Consumo Final Público** é a energia consumida no Setor Público, em todas as classes.

**Consumo Final Agropecuário** é a energia total consumida nas classes Agricultura e Pecuária.

**Consumo Final do Setor Transportes** é a energia consumida nos segmentos rodoviário, ferroviário, aéreo e hidroviário, para o transporte de pessoas e de cargas.

**Consumo Final Industrial** é a energia consumida na indústria, englobando os segmentos cimento, ferro-gusa e aço, ferro-ligas, mineração e pelotização, não-ferrosos e outros da metalurgia, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outros.

## 8.3 Peculiaridades no Tratamento das Informações

### Carvão Mineral

**396**

As condições gerais das jazidas brasileiras (pequenas espessuras de camadas) e os métodos de lavra do carvão mineral conduzem à extração de um "carvão bruto" (ROM) com elevadas parcelas de material inerte (argilitos e outros). Assim, considera-se o carvão mineral como fonte de energia primária após o seu beneficiamento, nas formas de carvão vapor e carvão metalúrgico.

### Energia Nuclear

Na Matriz Energética, assim como no BEN, o tratamento da energia nuclear se dá segundo o seguinte fluxo: no ciclo do combustível nuclear (centro de transformação), o urânio natural na forma de  $U_3O_8$  (energia primária) é transformado em urânio contido no  $UO_2$  dos elementos combustíveis (energia secundária), com as respectivas perdas de transformação.

O grande número de atividades envolvidas na transformação do urânio natural, na forma de  $U_3O_8$ , em urânio enriquecido contido em pastilhas de  $UO_2$ , componentes dos elementos combustíveis, faz com que o tempo de processamento dessa transformação seja longo, em média, de 21 meses (sem levar em consideração o tempo de reciclagem de parte do urânio e do plutônio dos combustíveis já irradiados). Devido a isso, todo urânio que estiver em processamento no ciclo do combustível é registrado, no BEN, como estoque de  $U_3O_8$ . Assim, a cada ano é estornado do estoque de  $U_3O_8$  a parcela correspondente à produção do urânio contido no  $UO_2$  dos elementos combustíveis, acrescida de cerca de 1,5% de perdas de transformação.

## Energia Hidrelétrica e Eletricidade

Considera-se como geração hidráulica o valor correspondente à produção bruta de energia, medido nas centrais. Não é considerada a parcela correspondente à energia vertida.

O critério utilizado para o cálculo dos montantes em tep da Eletricidade e Geração Hidráulica corresponde à base teórica, em que 1 kWh = 860 kcal, tendo como petróleo de referência o de 10.000 kcal/kg e utilizando-se os poderes caloríficos inferiores para as fontes de energia.

Esse critério é aderente aos critérios internacionais, especialmente os da AIE, do CME, da OLADE e do DoE dos Estados Unidos.

## Produtos da Cana-de-Açúcar

São considerados como produtos primários: caldo da cana, melaço, bagaço, pontas, folhas e olhaduras e como produtos secundários o etanol (álcool anidro e hidratado). De cada tonelada de cana esmagada para produção de álcool são obtidos cerca de 730 kg de caldo de cana (não se considera a água utilizada na lavagem da cana). Quanto ao bagaço, é considerado apenas o de uso energético.

## 8.4 Operações Básicas na Matriz

### Energia Primária e Secundária

O fluxo energético de cada fonte primária e secundária é representado pelas seguintes equações:

**OFERTA TOTAL = PRODUÇÃO (+) IMPORTAÇÃO (+) OU (-) VARIAÇÃO DE ESTOQUES**

**OFERTA INTERNA BRUTA = OFERTA TOTAL (-) EXPORTAÇÃO (-) NÃO-APROVEITADA (-) REINJEÇÃO**

**OFERTA INTERNA BRUTA = TOTAL TRANSFORMAÇÃO (+) CONSUMO FINAL (+)**

**PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM (+) OU (-) AJUSTE**

Deve ser observado que a produção de energia secundária aparece no bloco relativo aos centros de transformação, tendo em vista ser toda ela proveniente da transformação de outras formas de energia. Assim, para evitar dupla contagem, a linha de "produção" da Matriz fica sem informação para as fontes secundárias. Mesmo assim, para a energia secundária também valem as operações anteriormente descritas, desde que se considere a produção nos centros de transformação como parte da oferta.

## Transformação

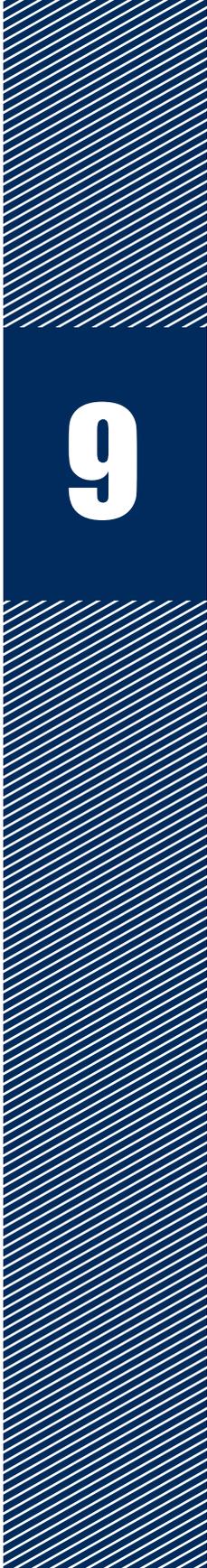
Nessa etapa, o fluxo energético de cada fonte primária e secundária é representado pelas seguintes equações:

PRODUÇÃO DE ENERGIA SECUNDÁRIA = TRANSFORMAÇÃO PRIMÁRIA (+) TRANSFORMAÇÃO SECUNDÁRIA  
(-) PERDAS NA TRANSFORMAÇÃO

## Consumo Final de Energia

CONSUMO FINAL = CONSUMO FINAL PRIMÁRIO (+) CONSUMO FINAL SECUNDÁRIO

CONSUMO FINAL = CONSUMO FINAL NÃO-ENERGÉTICO (+) CONSUMO FINAL ENERGÉTICO



**9**

# **Matriz Energética Consolidada**

## Balança Energético Consolidado

Ano 2005 (10<sup>5</sup> tep)

CONTA	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO MET.	URÂNIO U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	EN. HIDRAUL.	LENHA	PROD. CANA	OUTRAS PRIMAR.	TOTAL PRIMAR.
PRODUÇÃO	84.300	17.575	2.348	135	1.309	29.021	28.420	31.094	6.320	200.522
IMPORTAÇÃO	17.674	7.918	0	10.137	5.156	0	0	0	0	40.884
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	-171	-59	-59	102	-1.852	0	0	0	0	-1.980
OFERTA TOTAL	101.803	25.493	2.290	10.374	4.613	29.021	28.420	31.094	6.320	238.427
EXPORTAÇÃO	-14.137	0	0	-0	0	0	0	0	0	-14.137
NÃO-APROVEITADA	0	-2.216	0	0	0	0	0	0	0	-2.216
REINJEÇÃO	0	-2.751	0	0	0	0	0	0	0	-2.751
OFERTA INTERNA BRUTA	87.666	20.526	2.290	10.373	4.613	29.021	28.420	31.094	6.320	220.323
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-87.689	-6.882	-1.890	-7.173	-4.612	-29.021	-12.300	-9.948	-2.070	-161.566
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-87.689	0	0	0	0	0	0	0	-1.174	-88.873
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-2.612	0	0	0	0	0	0	934	-1.678
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEIRIAS	0	0	0	-7.173	0	0	0	0	0	-7.173
CICLO DO COMB. NUCLEAR	0	0	0	0	-4.612	0	0	0	0	-4.612
CENTRAIS ELET. SER. PÚB.	0	-2.908	-1.837	0	0	-27.955	0	0	-19	-32.719
CENTRAIS ELET. AUTOPROD.	0	-1.114	-53	0	0	-1.067	-127	-1.528	-2.051	-5.941
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-12.173	0	0	-12.173
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-8.419	0	-8.419
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-248	0	0	0	0	0	240	0	-8
PERDAS DIST. ARMAZENAGEM	-0	-242	-20	-22	-0	0	0	0	0	-285
CONSUMO FINAL	0	13.410	341	3.178	0	0	16.119	21.147	4.249	58.444
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	747	0	0	0	0	0	0	0	747
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	0	12.663	341	3.178	0	0	16.119	21.147	4.249	57.697
SETOR ENERGÉTICO	0	3.252	0	0	0	0	0	8.064	0	11.316
RESIDENCIAL	0	191	0	0	0	0	8.235	0	0	8.426
COMERCIAL	0	233	0	0	0	0	73	0	0	306
PÚBLICO	0	49	0	0	0	0	0	0	0	49
AGROPECUARIO	0	4	0	0	0	0	2.178	0	0	2.182
TRANSPORTES	0	1.711	0	0	0	0	0	0	0	1.711
INDUSTRIAL	0	7.224	341	3.178	0	0	5.653	13.083	4.249	33.707

Balanco Energético Consolidado  
Ano 2005  
(10<sup>3</sup> tep)

CONTA	ÓLEO DIESEL COMBUST.	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS C/MIN	COQUE C/UO <sub>2</sub>	URÂNIO	ELETRICIDADE	CARV. VEGETAL	ÁLCOOL PETR. ETIL.	O.SEC. PETR.	NÃO E.PET.	ALCATRÃO	TOTAL SECUND.	TOTAL
PRODUÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200.522
IMPORTAÇÃO	2.520	51	55	579	3.653	267	1.202	2.332	3.371	58	0	1.994	1.250	0	17.331	58.216
VARIACÃO DE ESTOQUES	134	118	-112	7	4	24	-133	-4.395	0	0	338	-6	-19	-10	-4.050	-6.030
OFERTA TOTAL	2.654	169	-57	586	3.657	291	1.069	-2.063	3.371	58	338	1.988	1.230	-10	13.281	252.708
EXPORTAÇÃO	-891	-8.285	-2.079	-93	-53	-1.117	0	-1	-14	-10	-1.286	-223	-889	-0	-14.941	-29.078
NÃO-APROVEITADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.216
REINJEÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.751
OFERTA INTERNA BRUTA	1.762	-8.116	-2.136	493	3.603	-826	0	1.069	-2.063	3.358	49	1.765	341	-11	-1.660	218.663
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	30.665	14.909	15.729	6.628	3.712	3.426	1.328	5.363	2.063	34.653	6.391	8.377	7.911	4.147	208	145.510
REFINARIAS DE PETRÓLEO	32.560	15.605	14.762	5.450	6.527	3.426	0	0	0	0	0	6.199	4.061	0	88.591	-282
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	0	204	1.095	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.420	-258
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEIRAS	0	0	0	0	0	1.467	5.363	0	0	0	0	0	0	0	0	-122
CICLO DO COMBUSTÍVEL	0	0	0	0	0	0	0	4.545	0	0	0	0	0	0	221	7.051
CENTRAIS ELET.SERV.PÚBL.	-1.670	-417	0	0	0	0	0	-2.482	31.231	0	0	0	0	0	26.663	-6.056
CENTRAIS ELET.AUTOPROD.	-226	-280	0	0	0	-139	0	0	3.421	0	0	-269	0	-13	2.495	-3.146
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.391	0	0	0	0	6.391	-5.782
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.377	0	0	0	8.377	-42
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	0	763	83	-2.936	0	0	0	0	0	0	1.982	86	0	-22	-30
PERDAS DIST. ARMAZENAGEM	-6	-48	-0	0	0	0	-12	0	-5.744	-192	-108	-88	-0	0	-6.197	-6.482
CONSUMO FINAL	32.382	6.574	13.638	7.121	7.277	2.602	1.328	6.420	32.267	6.248	7.321	9.589	4.500	197	137.464	195.909
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	0	0	0	7.277	24	0	0	0	0	358	156	4.500	160	12.475	13.222
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	32.382	6.574	13.638	7.121	0	2.578	1.328	6.420	32.267	6.248	6.963	9.433	0	37	124.989	182.687
SECTOR ENERGÉTICO	158	1.116	0	27	0	312	0	0	1.164	0	0	3.550	0	0	6.327	17.643
RESIDENCIAL	0	0	0	5.713	0	17	0	0	7.155	517	0	0	0	0	13.401	21.827
COMERCIAL	53	115	0	309	0	0	0	0	4.600	67	0	0	0	0	5.145	5.452
PÚBLICO	85	61	0	441	0	0	0	0	2.815	0	0	0	0	0	3.402	3.451
AGROPECUÁRIO	4.734	64	0	23	0	0	0	0	1.349	6	0	0	0	0	6.176	8.358
TRANSPORTES	26.985	806	13.638	0	0	2.553	0	0	102	0	6.963	0	0	0	50.748	52.459
INDUSTRIAL	666	4.412	0	608	0	8	1.016	6.420	15.082	5.657	0	5.883	0	37	39.789	73.496

Matriz Energética Consolidada

Ano 2010 (10<sup>5</sup> tep)

CONTA	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO MET.	URÂNIO U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	EN. HIDRAUL.	LENHA	PROD. CANA	OUTRAS PRIMAR.	TOTAL PRIMAR.
PRODUÇÃO	118.918	30.254	3.978	155	1.549	34.471	28.104	41.623	14.718	273.771
IMPORTAÇÃO	0	15.099	0	12.048	0	0	0	0	0	27.147
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	118.918	45.354	3.978	12.203	1.549	34.471	28.104	41.623	14.718	300.918
EXPORTAÇÃO	-26.606	0	0	0	0	0	0	0	0	-26.606
NÃO-APROVEITADA	0	-3.777	0	0	0	0	0	0	0	-3.777
REINJEIÇÃO	0	-4.242	0	0	0	0	0	0	0	-4.242
OFERTA INTERNA BRUTA	92.312	37.336	3.978	12.203	1.549	34.471	28.104	41.623	14.718	266.294
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-92.312	-16.629	-3.536	-7.738	-1.549	-34.471	-11.295	-14.499	-8.786	-190.816
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-92.312	0	0	0	0	0	0	0	-2.828	-95.140
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-3.905	0	0	0	0	0	0	654	-3.251
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEIRIAS	0	0	0	-7.738	0	0	0	0	0	-7.738
CICLO DO COMB.NUCLEAR	0	0	0	0	-1.549	0	0	0	0	-1.549
CENTRAIS ELET.SERV.PUB.	0	-11.179	-3.536	0	0	-34.351	0	-117	-745	-49.928
CENTRAIS ELET.AUTOPROD.	0	-1.136	0	0	0	-120	0	-1.548	-3.681	-6.485
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-11.295	0	0	-11.295
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-12.834	0	-12.834
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-410	0	0	0	0	0	0	-2.187	-2.596
PERDAS DIST. ARMAZENAGEM	0	-306	0	0	0	0	0	0	0	-306
CONSUMO FINAL	0	20.400	442	4.465	0	0	16.809	27.124	5.932	75.172
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	952	0	0	0	0	0	0	0	952
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	0	19.448	442	4.465	0	0	16.809	27.124	5.932	74.219
SETOR ENERGÉTICO	0	5.692	0	0	0	0	0	11.066	0	16.758
RESIDENCIAL	0	380	0	0	0	0	7.522	0	0	7.903
COMERCIAL	0	300	0	0	0	0	86	0	0	385
PÚBLICO	0	75	0	0	0	0	0	0	0	75
AGROPECUARIO	0	0	0	0	0	0	2.256	0	0	2.256
TRANSPORTES	0	2.843	0	0	0	0	0	0	0	2.843
INDUSTRIAL	0	10.158	442	4.465	0	0	6.945	16.057	5.932	43.999

Matriz Energética Consolidada  
Ano 2010  
(10<sup>3</sup> tep)

CONTA	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUST.	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS C.MIN	COQUE URÂNIO C/UO <sub>2</sub>	ELETRICIDADE	CARV. VEGETAL	ÁLCOOL ETÍL.	O.SEC. PETR.	NÃO E.P.E.T.	ALCATRÃO	TOTAL SECUND.	TOTAL
PRODUÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	273.771
IMPORTAÇÃO	8.134	0	476	0	8.603	1.131	0	3.832	3.086	60	0	1.819	392	0	30.871	58.018
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	8.134	0	476	0	8.603	1.131	0	3.832	3.086	60	0	1.819	392	0	30.871	331.789
EXPORTAÇÃO	-5.079	-6.195	-3.007	-294	0	-1.267	0	0	0	-12	-2.346	0	0	0	-18.199	-44.806
NÃO-APROVEITADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.777
REINJEÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.242
OFERTA INTERNA BRUTA	3.055	-6.195	-2.531	-294	8.603	-136	0	3.832	3.086	48	-2.346	1.819	392	0	12.672	278.965
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	39.406	12.955	17.697	8.766	2.264	3.316	1.725	5.548	-3.086	6.119	12.538	10.295	3.783	214	167.611	-23.205
REFINARIAS DE PETRÓLEO	37.802	13.942	16.720	5.603	6.648	3.316	0	0	0	0	0	7.041	3.783	0	94.855	-294
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	0	144	3.080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.224	-27
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEIRAS	0	0	0	0	0	1.866	5.548	0	0	0	0	0	0	228	7.642	-96
CICLO DO COMBUSTÍVEL	0	0	0	0	0	0	1.526	0	0	0	0	0	0	0	1.526	-23
CENTRAIS ELET.SERV.PUB.	-740	-731	0	0	0	0	-4.612	42.704	0	0	0	0	0	0	36.621	-13.306
CENTRAIS ELET.AUTOPROD.	-253	-257	0	0	0	-141	0	3.439	0	0	0	-285	0	-14	2.489	-3.996
CARVOLIARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	6.119	0	0	0	0	0	6.119	-5.176
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.538	0	0	0	0	12.538	-297
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	2.596	0	763	83	-4.384	0	0	0	0	0	0	3.538	0	0	2.596	0
PERDAS DIST. ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	-7.396	-184	-81	-81	-81	-81	-81	-7.661	-7.661
CONSUMO FINAL	42.461	6.760	15.095	8.472	10.866	3.180	1.725	9.380	42.085	5.983	10.111	12.113	4.175	214	172.621	247.793
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	0	0	0	10.866	24	0	0	0	0	447	233	4.175	164	15.909	16.862
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	42.461	6.760	15.095	8.472	0	3.156	1.725	9.380	42.085	5.983	9.664	11.880	0	51	156.711	230.931
SETOR ENERGÉTICO	159	859	0	37	0	405	0	0	1.740	0	0	4.824	0	0	8.024	24.782
RESIDENCIAL	0	0	0	6.631	0	17	0	0	9.062	226	0	0	0	0	15.936	23.639
COMERCIAL	137	140	0	347	0	0	0	0	6.202	81	0	0	0	0	6.907	7.292
PÚBLICO	140	55	0	564	0	0	0	0	3.039	0	0	0	0	0	3.798	3.873
AGROPECUARIO	6.521	97	0	29	0	0	0	1.545	8	0	0	0	0	0	8.200	10.456
TRANSPORTES	34.507	574	15.095	0	0	3.121	0	0	94	0	9.664	0	0	0	65.055	65.898
INDUSTRIAL	997	5.035	0	864	0	17	1.320	9.380	20.404	5.669	0	7.057	0	51	50.792	94.791

Matriz Energética Consolidada

Ano 2020 (10<sup>5</sup> tep)

CONTA	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO MET.	URÂNIO U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	EN. HIDRAUL.	LENHA	PROD. CANA	OUTRAS PRIMAR.	TOTAL PRIMAR.
PRODUÇÃO	153.042	54.283	4.927	155	8.692	50.777	28.022	74.936	25.300	400.134
IMPORTAÇÃO	0	14.749	0	16.890	0	0	0	0	0	31.639
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	153.042	69.032	4.927	17.045	8.692	50.777	28.022	74.936	25.300	431.773
EXPORTAÇÃO	-22.261	0	0	0	0	0	0	0	0	-22.261
NÃO-APROVEITADA	0	-5.934	0	0	0	0	0	0	0	-5.934
REINIEÇÃO	0	-6.405	0	0	0	0	0	0	0	-6.405
OFERTA INTERNA BRUTA	130.782	56.693	4.927	17.045	8.692	50.777	28.022	74.936	25.300	397.173
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-130.782	-21.083	-4.249	-10.225	-8.692	-50.777	-11.080	-33.357	-16.026	-286.271
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-130.782	0	0	0	0	0	0	0	-5.438	-136.219
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-6.463	0	0	0	0	0	0	1.083	-5.379
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEIRIAS	0	0	0	-10.225	0	0	0	0	0	-10.225
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-8.692	0	0	0	0	-8.692
CENTRAIS ELET.SERVIÇ.PÚBL.	0	-11.759	-4.249	0	0	-50.657	0	-1.475	-1.241	-68.381
CENTRAIS ELET.AUTOPROD.	0	-2.183	0	0	0	-120	0	-2.384	-7.008	-11.685
CARBÓVARIAS	0	0	0	0	0	0	-11.080	0	0	-11.080
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-29.498	0	-29.498
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-678	0	0	0	0	0	0	-3.423	-4.101
PERDAS DIST. ARMAZENAGEM	0	-526	0	0	0	0	0	0	0	-526
CONSUMO FINAL	0	35.084	677	6.820	0	0	16.942	41.579	9.274	110.376
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	2.511	0	0	0	0	0	0	0	2.511
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	0	32.573	677	6.820	0	0	16.942	41.579	9.274	107.865
SETOR ENERGÉTICO	0	10.314	0	0	0	0	0	19.052	0	29.366
RESIDENCIAL	0	586	0	0	0	0	5.220	0	0	5.807
COMERCIAL	0	556	0	0	0	0	123	0	0	679
PÚBLICO	0	139	0	0	0	0	0	0	0	139
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	2.592	0	0	2.592
TRANSPORTES	0	4.347	0	0	0	0	0	0	0	4.347
INDUSTRIAL	0	16.631	677	6.820	0	0	9.096	22.527	9.274	65.025
PROGRAMA de CONSERVAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Matriz Energética Consolidada  
Ano 2020  
(10<sup>3</sup> tcp)

CONTA	ÓLEO DIESEL COMBUST.	ÓLEO COMBUST.	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS	COQUE C/MIN	URÂNIO C/UO <sub>2</sub>	ELETRICIDADE	CARV. VEGETAL	ÁLCOOL ETIL.	O.SEC. PETR.	NÃO E.PET.	ALCATRÃO	TOTAL SECUND.	TOTAL
PRODUÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400.134
IMPORTAÇÃO	0	3.845	0	0	8.603	2.027	0	8.230	1.284	3.785	59	0	1.636	1.657	0	31.127	62.765
VARIACÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	0	3.846	0	0	8.603	2.027	0	8.230	1.284	3.785	59	0	1.636	1.657	0	31.127	462.889
EXPORTAÇÃO	-11.741	-4.213	-5.843	-859	0	-1.723	0	0	0	0	-12	-7.498	0	0	0	-31.888	-54.149
NÃO-APROVEITADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.934
REINJEÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.406
OFERTA INTERNA BRUTA	-11.741	-368	-5.843	-859	8.603	304	0	8.230	1.284	3.785	47	-7.498	1.636	1.657	0	-762	386.412
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	69.445	7.942	26.066	12.463	2.264	4.815	2.528	7.071	-1.284	67.593	6.002	24.980	14.556	5.883	273	250.376	-35.895
REFINARIAS DE PETRÓLEO	66.226	8.255	25.065	7.267	6.648	4.815	0	0	0	0	0	0	11.564	5.883	0	135.622	-697
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	0	238	5.113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.351	-29
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEARIAS	0	0	0	0	0	2.814	7.071	0	0	0	0	0	0	0	291	10.175	-50
CICLO DO COMBUSTÍVEL	0	0	0	0	0	0	0	8.562	0	0	0	0	0	0	0	8.562	-130
CENTRAIS ELET.SERV.PÚBL.	-628	-56	0	0	0	0	0	-9.846	61.933	0	0	0	0	0	0	51.403	-17.978
CENTRAIS ELET.AUTOPROD.	-253	-257	0	0	0	-286	0	0	5.660	0	0	-547	0	-18	4.300	-7.395	-7.395
CARVOLIARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	6.002	0	0	0	0	0	6.002	-5.078	-5.078
DISTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	24.960	0	0	0	3.538	0	0	24.960	-4.538
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	4.101	0	763	83	-4.384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.101	0
PERDAS DIST. ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.311	-180	-163	0	0	0	-10.653	-11.180	-11.180
CONSUMO FINAL	57.704	7.574	20.222	11.604	10.866	5.119	2.528	15.301	0	61.067	5.869	17.300	16.192	7.340	273	238.960	349.336
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	0	0	0	10.866	71	0	0	0	0	0	567	311	7.340	222	19.396	21.906
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	57.704	7.574	20.222	11.604	0	5.048	2.528	15.301	0	61.067	5.869	16.713	15.881	0	52	219.564	327.429
SETOR ENERGÉTICO	293	389	0	54	0	0	594	0	0	2.443	0	0	5.630	0	0	9.403	38.769
RESIDENCIAL	0	0	0	8.672	0	28	0	0	0	14.580	157	0	0	0	0	23.417	29.223
COMERCIAL	204	126	0	518	0	0	0	0	0	10.003	120	0	0	0	0	10.971	11.650
PÚBLICO	155	54	0	697	0	0	0	0	0	3.735	0	0	0	0	0	4.641	4.780
AGROPECUÁRIO	10.165	151	0	45	0	0	0	0	0	2.120	13	0	0	0	0	12.495	14.997
TRANSPORTES	45.429	823	20.222	0	0	4.892	0	0	129	0	16.713	0	0	0	0	88.308	92.655
INDUSTRIAL	1.458	6.031	0	1.616	0	28	1.934	15.301	0	29.133	5.579	0	10.251	0	52	70.328	135.353
PROGRAMA DE CONSERVAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.056	0	0	0	0	0	-1.056	-1.056

Matriz Energética Consolidada  
Ano 2030 (10<sup>5</sup> tep)

CONTA	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO MET.	URÂNIO U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	EN. HIDRAUL.	LENHA	PROD. CANA	OUTRAS PRIMAR.	TOTAL PRIMAR.
PRODUÇÃO	153.042	80.846	9.493	155	16.944	71.286	30.644	107.576	41.021	511.006
IMPORTAÇÃO	0	23.109	0	19.961	0	0	0	0	0	43.070
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	153.042	103.955	9.493	20.116	16.944	71.286	30.644	107.576	41.021	554.077
EXPORTAÇÃO	-1.860	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.860
NÃO-APROVEITADA	0	-8.379	0	0	0	0	0	0	0	-8.379
REINJEÇÃO	0	-9.045	0	0	0	0	0	0	0	-9.045
OFERTA INTERNA BRUTA	151.182	86.531	9.493	20.116	16.944	71.286	30.644	107.576	41.021	534.792
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-151.182	-34.689	-8.549	-11.381	-16.944	-71.286	-11.628	-50.278	-28.306	-384.243
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-151.182	0	0	0	0	0	0	0	-7.011	-158.193
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-12.239	0	0	0	0	0	0	1.399	-10.840
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEIRIAS	0	0	0	-11.381	0	0	0	0	0	-11.381
CICLO DO COMB.NUCLEAR	0	0	0	0	-16.944	0	0	0	0	-16.944
CENTRAIS ELET.SERV.PÚBL.	0	-17.625	-8.549	0	0	-70.985	0	-3.392	-3.503	-104.054
CENTRAIS ELET.AUTOPROD.	0	-3.541	0	0	0	-301	0	-2.594	-10.515	-16.951
CARVÓVIARIAS	0	0	0	0	0	0	-11.628	0	0	-11.628
DISTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-44.292	0	-44.292
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-1.284	0	0	0	0	0	0	0	-9.960
PERDAS DIST.ARMazenagem	0	-766	0	0	0	0	0	0	0	-766
CONSUMO FINAL	0	51.076	944	8.735	0	0	19.016	57.297	12.715	148.783
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	3.884	0	0	0	0	0	0	0	3.884
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	0	47.192	944	8.735	0	0	19.016	57.297	12.715	146.900
SETOR ENERGÉTICO	0	14.552	0	0	0	0	0	24.539	0	39.091
RESIDENCIAL	0	715	0	0	0	0	4.890	0	0	5.605
COMERCIAL	0	1.053	0	0	0	0	190	0	0	1.243
PÚBLICO	0	278	0	0	0	0	0	0	0	278
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	2.883	0	0	2.883
TRANSPORTES	0	6.202	0	0	0	0	0	0	0	6.202
INDUSTRIAL	0	24.392	944	8.735	0	0	11.042	32.759	12.715	90.587
PROGRAMA de CONSERVAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Matriz Energética Consolidada  
Ano 2030  
(10<sup>3</sup> tep)

CONTA	ÓLEO DIESEL COMBÚST.	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS C.MIN	COQUE URÂNIO C/UO <sub>2</sub>	ELETRICIDADE	CARV. VEGETAL	ÁLCOL ETIL.	O.SEC. PETR.	NÃO E.PET.	ALCATRÃO	TOTAL SECUND.	TOTAL
PRODUÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	511.006
IMPORTAÇÃO	0	5.218	1.721	0	11.653	5.950	0	8.794	0	3.781	0	5.580	5.290	0	48.049
VARIACÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	0	5.219	1.721	0	11.653	5.950	0	8.794	0	3.781	0	5.580	5.290	0	48.049
EXPORTAÇÃO	-8.153	-5.445	-1.051	-3.873	0	-2.625	0	0	0	0	-12	-5.650	0	0	-27.009
NÃO-APROVEITADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8.379
REINJEÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9.045
OFERTA INTERNA BRUTA	-8.153	-226	669	-3.873	11.653	3.325	0	8.794	0	3.781	49	-5.650	5.580	5.290	21.040
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	89.480	8.652	31.859	18.528	1.387	4.815	2.797	7.823	0	99.328	6.299	34.323	15.383	5.683	302
REFINARIAS DE PETRÓLEO	81.192	8.965	30.507	8.281	6.648	4.815	0	0	0	0	0	11.649	5.683	0	157.740
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	0	589	10.164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.753
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUELARIAS	0	0	0	0	0	0	3.179	7.823	0	0	0	0	0	322	11.324
CICLO DO COMBUSTÍVEL	0	0	0	0	0	0	0	16.690	0	0	0	0	0	0	16.690
CENTRAIS ELET.SERV.PÚBL.	-1.362	-56	0	0	0	0	-16.690	90.905	0	0	0	0	0	0	72.797
CENTRAIS ELET.AUTOPROD.	-309	-257	0	0	0	-383	0	8.423	0	0	-681	0	-20	0	6.773
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	6.299	0	0	0	0	0	6.299
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34.323	0	0	0	0	34.323
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	9.960	0	763	83	-5.261	0	0	0	0	0	4.415	0	0	0	9.960
PERDAS DIST. ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	-14.198	-189	-234	-14.621	-15.388	0	0	-14.621
CONSUMO FINAL	81.327	8.425	32.527	14.655	13.040	8.139	2.797	16.617	0	88.911	6.159	28.239	20.963	10.973	302
CONSUMO FINAL NÃO-ENERG.	0	0	0	13.040	71	0	0	0	0	684	403	10.973	250	250	29.304
CONSUMO FINAL ENERGÉT.	81.327	8.425	32.527	14.655	0	8.069	2.797	16.617	0	88.911	6.159	27.555	20.560	0	53
SECTOR ENERGÉTICO	371	92	0	78	0	657	0	3.586	0	0	6.858	0	0	0	11.642
RESIDENCIAL	0	0	0	10.277	0	47	0	24.395	147	0	0	0	0	0	34.856
COMERCIAL	326	69	0	830	0	0	0	18.346	193	0	0	0	0	0	19.765
PÚBLICO	168	40	0	796	0	0	0	4.664	0	0	0	0	0	0	5.669
AGROPECUÁRIO	15.000	223	0	67	0	0	0	3.137	19	0	0	0	0	0	18.446
TRANSPORTES	63.402	1.293	32.527	0	0	7.983	0	156	0	27.555	0	0	0	0	132.916
INDUSTRIAL	2.059	6.707	0	2.607	0	39	2.140	16.617	5.800	0	13.703	0	53	84.360	
PROGRAMA de CONSERVAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	-4.585	0	0	0	0	0	0	-4.585



mundial bem como a caracterização e quantificação de cenários para a economia brasileira, inclusive projeções demográficas. Nessas condições, foi projetada a demanda de energia no uso final, sendo conferida especial atenção à questão da eficiência energética.

Do lado da oferta, os estudos compreenderam ampla pesquisa dos recursos energéticos disponíveis, a caracterização técnico-econômica das diversas fontes e a avaliação dos aspectos socioambientais envolvidos, assim como do estado-da-arte e das perspectivas tecnológicas na produção de energia.

A complexidade dos estudos, sua natureza e, principalmente, as restrições de tempo com que se houve em sua realização explicam e justificam, em grande medida, as simplificações adotadas, bem como as imprecisões e as limitações que apresentam o relatório final. O aperfeiçoamento dos estudos faz parte do processo natural do planejamento que se reestrutura com a criação da EPE. Revisões futuras deste PNE 2030 deverão, portanto, incorporar elementos da evolução e das mudanças de percepção quanto ao panorama energético e tecnológico.

De qualquer modo, o PNE 2030 apresenta-se como instrumento de grande utilidade, que cumpre o papel estratégico de fornecer subsídios para uma ampla discussão, pela sociedade, de toda a problemática energética, com vistas à formulação de diretrizes e políticas públicas que darão suporte ao encaminhamento da questão energética brasileira no curto e no médio prazo.

Este volume consolida e resume os estudos realizados, apresentando, como anexo, a evolução prospectiva da Matriz Energética brasileira entre 2005 e 2030.



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de  
Minas e Energia

