



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Matriz Energética Nacional **2030**

Novembro de 2007



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Matriz Energética Nacional **2030**

Novembro de 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

**SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E
DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – SPE**

Ministro de Estado de Minas e Energia

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Nelson Jose Hubner Moreira (interino)
Edison Lobão

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Márcio Pereira Zimmermann

**Diretor do Departamento de
Planejamento Energético**

Iran de Oliveira Pinto

**Diretora do Departamento de
Desenvolvimento Energético**

Laura Cristina da Fonseca Porto

**Diretor do Departamento de
Outorgas de Concessões,
Permissões e Autorizações**

Sidney do Lago Junior

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067
www. mme.gov. br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos
Econômicos e Energéticos**

Amílcar Guerreiro

**Diretor de Estudos de
Energia Elétrica**

José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos do
Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Gelson Baptista Serva (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cásnel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903

Brasília – DF

Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003

Rio de Janeiro – RJ

Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199

www. epe.gov. br

Catálogo na Fonte

Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Matriz Energética Nacional 2030 / Ministério de Minas Energia;
colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília : MME :
EPE, 2007.

p. 254 : il.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Matriz energética. I. Empresa
energética. II. Título.

CDU 620.91(81)

Matriz Energética Nacional

2030

Participantes do Ministério de Minas e Energia – MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann
Iran de Oliveira Pinto

Coordenação Executiva

Gilberto Hollauer
João Antônio Moreira Patusco

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE

Equipe Técnica - SPE

Adriano Jerônimo da Silva
Alexandre Ramos Peixoto
Altino Ventura Filho
Andrea Cristina Gomes Pereira
Andrea Figueiredo
Artur Costa Steiner
Carlos Aparecido Gama
Carolino Augusto Cepeda
Celso Fioravante
Ceres Zenaide Barbosa Cavalcanti
Cristiany Salgado faria
Demétrio Matos Tomázio
Dirceu B. de Souza Jr.
Eduardo de Freitas Madeira
Francisco Romário Wojcicki
Gilberto Kwitko Ribeiro
Gustavo Santos Masili
Jarbas R. de Aldano Matos
José Antônio Sales de Melo
João Luiz Tedeschi
John Denys Cadman
José Carlos Vilella
José Luiz Scavassa
Luiz Antonio Duarte

Mauricio Abi-Chain de Oliveira
Osmar Ferreira do Nascimento
Paulo Altaur Pereira Costa
Paulo Augusto Leonelli
Paulo Érico Ramos de Oliveira
Paulo Roberto Rabelo da Assunção
Paulo de Tarso de Alexandria Cruz
Renato Augusto Faria de Araújo
Reinaldo da Cruz Garcia
Samira Sana Fernandes de Souza
Sandra Kise Uehara
Sonha Maria Garcia
Sophia Andonios Spyridakis Pereira
Thiago Guilherme Ferreira Prado
Willian R. Muniz

Equipe de Apoio

Daniele de Oliveira Bandeira
Djalma Donisete Vieira
Gilda Maria Leite da Fonseca
Giovana Rodrigues Segadilha
Leonardo Rangel de Melo Filardi
Maria Soares Correia
Maurílio Amaro de Souza Filho
Valdemir Seixas Lima

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis - SPG

Coordenação

João José de Nora Souto

Equipe Técnica - SPG

José Botelho Neto
Clayton de Souza Pontes
Cláudio Akio Ishihara
Lauro Doniseti Boggiotti
Luiz Carlos Lisboa Theodoro

Manoel Rodrigues Parada Neto
Marco Antônio Martins Almeida
Georges Souto Rocha
Symone Christine de Santana Araújo
Ricardo de Gusmão Dornelles
Marlon Arraes Jardim Leal
Ricardo Borges Gomide

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

Albert Cordeiro Geber de Melo
Carlos Henrique Medeiros de Sabóia
Jorge Machado Damazio

Luiz Guilherme Barbosa Marzano
Maria Elvira Piñeiro Maceira
Maria Luíza Viana Lisboa

Equipe de Editoração

Ana Kléa Sobreira de Moraes
Carlos Eduardo Reis Gregório

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa



Apresentação

O planejamento, sobretudo em setores de infra-estrutura, é uma atividade essencial em qualquer contexto econômico, quer com maior ou menor intervenção estatal. A matriz energética, cujo responsável legal é o Ministério de Minas e Energia, é, de fato, um instrumento privilegiado para se simular diferentes cenários de mercado e avaliar seus efeitos: gargalos de infra-estrutura, vulnerabilidades sistêmicas, riscos ambientais, oportunidades de negócios, impactos de políticas públicas etc.

Histórico. A Lei 9.478/97, em seus dispositivos sobre o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), estabelece como uma das atribuições do CNPE (Art 2º, Inciso III): rever periodicamente a matriz energética nacional. Essa atribuição visa tornar a periodicidade da revisão uma imposição legal no país, visto que, exceto no período 1976-1979, quando o Balanço Energético Nacional apresentava projeções da matriz para um horizonte de 10 anos, a revisão da matriz energética nacional havia sido intermitente.

Já sob a égide da Lei 9.478/97, o CNPE, regulamentado pelo Decreto Nº 3.520/00 e formalmente implementado em 30/10/2000, instituiu, em consonância com seu Regimento Interno e atribuições legais (propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas na área de energia), oito Comitês Técnicos (CTs), com vigência de doze meses (prorrogáveis a critério do plenário). Os CTs tinham a atribuição de desenvolver estudos e análises sobre matérias específicas da área energética, os quais serviam como subsídios ao CNPE no exercício de suas atividades. Entre os oito CTs criados pelo CNPE para o período 2000-2001, encontrava-se o Comitê Técnico da Matriz Energética – CT3 (2000-2001), cujos resultados foram divulgados, ainda que com circulação restrita, em CNPE (2002).

Após o término do prazo de vigência dos CTs 2000-2001, os mesmos foram reestruturados para o exercício de 2002, definindo novos CTs com mandatos e temas de trabalho renovados. Com a reestruturação, a atribuição de empreender a revisão da matriz energética nacional foi designada ao denominado Comitê Técnico do Planejamento do Suprimento de Energia – CT2 (2001-2002), no qual foi criado o Grupo de Trabalho da Matriz Energética – GT1. O GT1/CT2 (2001-2002) sob a Coordenação de Estudos e Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia (MME) empreendeu, então, a revisão das projeções de matriz energética nacional em 2002, cujos resultados foram apresentados em MME (2003).

Em 2004, com o intuito de amparar tecnicamente a missão do MME, o governo sancionou a Lei 10.847/2004, que estabeleceu a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A EPE é vinculada ao Ministério das Minas e Energia e tem como objetivo a prestação de 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.

Matriz Energética Brasileira 2030. Esta versão recente da matriz energética nacional, no âmbito da Lei 9.478/97, contou com a participação e consultoria técnica das equipes do Centro de Estudos e Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e foi realizada atinente a um quadro maior, qual seja a do Plano Nacional de Energia 2030.

A Matriz Energética Brasileira 2030 compõe com o Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 o par de relatórios principais que consolidam os estudos desenvolvidos sobre a expansão da oferta e da demanda de energia no Brasil nos próximos 25 anos. Um relatório e outro se integram e se complementam. Contudo, é de todo o interesse que possuam certo grau de “auto-suficiência”. Isto significa que, embora possuam diretivas distintas, devem ser *per se* compreensíveis, e por consequência alguma superposição na leitura dos documentos deve ser esperada, ainda que sucinta e integrativa.

Além de apresentar a matriz energética para os anos de 2005, 2010, 2020 e 2030, este documento fornece ainda uma série de indicadores derivados dos resultados projetados, os quais permitem, por comparação intertemporal e entre países, avaliar melhor a grandeza dos resultados para o Brasil.

Finalmente, esta versão da Matriz Energética Brasileira 2030 apresenta um novo formato, embora ainda não final, mas mais alinhado com o que melhor se encontra no mundo. Neste sentido, volta-se para a comodidade de leitura, objetividade e análise, tentando cumprir com os desígnios que a uma matriz convém.

Condicionantes do Trabalho. Quanto ao caráter das projeções aqui exercitadas, cabe ressaltar que estas não podem ser entendidas de modo acrítico, não vinculando o futuro, apenas balizando-o tendo em vista os condicionantes a época do estudo. Assim tratam-se aqui de trajetórias de futuros possíveis. Fatores condicionantes e expectativas sobre o futuro assumem, freqüentemente, comportamentos instáveis, ou mesmo incertos, sofrendo alterações constantes. Não é por outro motivo que a projeção de Matriz Energética nos países desenvolvidos constitui-se numa atividade regular dos órgãos de planejamento energético, na qual se reavaliam periodicamente premissas e hipóteses adotadas inicialmente, revisando-as quando necessário. Em geral, atualizam-se as premissas e hipóteses que incidem sobre a conjuntura de curto prazo, mais instáveis, mas se mantêm as de longo prazo, cuja reavaliação só é motivada pela ocorrência de fatos e/ou a obtenção de informações que provoquem

mudanças profundas nas expectativas de longo prazo sobre o futuro.

Ademais, nos países desenvolvidos os modelos energéticos são utilizados também para simular os efeitos de eventuais políticas energéticas, de outras políticas públicas e de eventos diversos sobre suas respectivas matrizes energéticas, eventos estes, que podem estar relacionados à mudanças nos preços relativos dos energéticos, na trajetória da inovação tecnológica, na estrutura econômica e no padrão de consumo dos indivíduos.

Em suma, é preciso observar que as projeções da matriz energética nacional realizada são contingentes à corroboração das premissas básicas e hipóteses adicionais consideradas no trabalho, e representam a melhor informação acerca do futuro disponível durante o estudo. De qualquer forma, a própria volubilidade dos fatores condicionantes e das expectativas sobre o futuro, expressos nas premissas e hipóteses do estudo, impõe ao Brasil a instituição de mecanismos de acompanhamento, revisão e atualização regular das projeções da Matriz Energética Nacional, bem como sua utilização como instrumento de simulação de políticas públicas, à semelhança do que ocorre nos países desenvolvidos.

SUMÁRIO GERAL

1. RECURSOS E RESERVAS ENERGÉTICAS.....	21
2. CENÁRIOS	59
3. CENÁRIOS DE PREÇOS DIRETORES	82
4. DEMANDA PROJETADA DE ENERGIA FINAL.....	92
5. EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA	107
6. ANÁLISE CONSOLIDADA: ENERGIA, ECONOMIA E MEIO-AMBIENTE.....	165
7. ANÁLISE SÓCIO-AMBIENTAL E INDICADORES DE ENERGIA: SINOPSE	196
8. POLÍTICAS PÚBLICAS GOVERNAMENTAIS PARA O SETOR ENERGÉTICO E RECOMENDAÇÕES	207
9. ANEXO A – PRINCIPAIS RESULTADOS	233
10. ANEXO B – DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS	243
11. ANEXO C - LISTA DE ABREVIATURAS UTILIZADAS	247
12. ANEXO D – MODELO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO.....	248
13. ANEXO E – ASPECTOS METODOLÓGICOS	249

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva:

Renato Pinto de Queiroz

Coordenação Técnica:

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia
Carla da Costa Lopes Achão
Raymundo Moniz de Aragão Neto

MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL 2030 - MEN 2030

1. Recursos e Reservas Energéticas	23
1.1. Potencial Hidrelétrico	23
1.1.1. Panorama Atual	23
1.2. Petróleo	28
1.2.1. Recursos e Reservas	29
1.2.2. Perspectivas no Médio Prazo.	34
1.3. Gás Natural	37
1.3.1. Recursos e Reservas	37
1.3.2. Perspectivas no Médio Prazo	43
1.4. Carvão Mineral.....	44
1.4.1. Comparativo Internacional das Reservas de Carvão	44
1.4.2. Recursos e Reservas	47
1.5. Estrutura do Parque de Refino	49
1.5.1. Comparativo Internacional.....	51
1.5.2. Logística de transporte e distribuição de derivados petróleo.	53
1.5.3. Estrutura do parque de Refino Nacional.....	58
2. Cenários	61
2.1. Cenários Mundiais	61
2.1.1. Metodologia e Cenários Considerados	62
2.2. Cenário Nacional	72
2.2.1. Estrutura setorial do PIB	73
2.3. Cenário Demográfico.....	82
3. Cenários de Preços Diretos	85
3.1. Perspectivas dos Preços do Petróleo	85
3.2. Perspectivas dos Preços do Gás Natural.....	88
3.3. Perspectivas dos Preços do GNL.....	90
3.4. Perspectivas dos Preços do Carvão	92
4. Demanda Projetada de Energia Final	95
4.1. Análise Global	95
4.2. Consumo Final Energético por Fontes.....	100
4.3. Consumo Final Energético por Setores.....	103
5. Expansão da Oferta de Energia	109
5.1. Análise Global	109
5.2. Expansão da Oferta de Petróleo	112

SUMÁRIO

Continuação

5.2.1. Cenário Internacional de Oferta de Petróleo	112
5.2.2. Cenário Nacional de Oferta de Petróleo	113
5.3. Expansão da Oferta de Gás Natural.....	116
5.3.1 Oferta Prospectiva de Gás Natural.....	116
5.3.2 Oferta Prospectiva de Gás Natural Liquefeito no Mercado Internacional	119
5.4. Expansão da Oferta de Carvão Mineral.....	122
5.5. Expansão da Oferta da Bioenergia.....	125
5.6. Expansão da Oferta de Refino.....	133
5.6.1. Perspectivas de Expansão da Oferta de Refino no Mundo.....	133
5.6.2. Expansão da Oferta Nacional de Refino.....	134
5.7. Expansão da Oferta de Energia Elétrica	140
5.7.1. Oferta Potencial no Longo Prazo.....	141
5.7.2. Cenário de Expansão da Oferta	158
5.7.3. Expansão das interligações.....	163
6. Análise Consolidada: Energia, Economia e Meio-Ambiente	166
6.1. Cenário de Referência	166
6.1.1. Oferta Interna de Energia	166
6.1.2. Análise de Eficiência Global	170
6.1.3. Petróleo e Derivados.....	175
6.1.4. Gás Natural	177
6.1.5. Derivados da Cana.....	178
6.1.6. Energia Elétrica	179
6.1.7. Emissões de Gases de Efeito Estufa	182
6.1.8. Investimentos	185
6.2. Cenário Alternativo:	193
7. Análise Sócio-Ambiental e Indicadores de Energia	197
7.1. Indicadores de Energia.....	197
7.1.1. Indicadores Sócio-Ambientais e de Usos da Energia	201
7.1.2. Segurança Energética	202
8. Políticas Públicas Governamentais para o Setor Energético e Recomendações	207
8.1. Oferta de Energia e Políticas Públicas.....	207

SUMÁRIO

Continuação

8.1.1. Energia Renovável.....	209
8.1.2. Energias Não-renováveis.....	214
8.2. Consumo de Energia e Políticas Públicas.	221
8.2.1. A Eficiência Energética.....	221
8.2.2. Programas de P&D.....	223
8.2.3. Políticas de preços e questões sociais.....	225
8.3. Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico.	226
8.4. Energia e Meio Ambiente.....	229
8.5. Integração das Políticas Energéticas.....	231
9. Anexo A – Principais Resultados.....	232
9.1. Cenário Macroeconômico.....	232
9.2. Consumo Final de Energia.....	234
9.3. Oferta de Energia.....	240
10. Anexo B – Definições e Conceitos Básicos.....	243
10.1. Descrição Geral da Estrutura da Matriz Energética Brasileira.....	243
10.2. Definições.....	244
10.3. Peculiaridades no Tratamento das Informações.....	245
10.3.1. Operações Básicas na Matriz.....	246
11. Anexo C - Lista de Abreviatuirs Utilizadas.....	247
12. Anexo D – Modelo de Expansão de Longo Prazo.....	248
13. Anexo E – Aspectos Metodológicos.....	249
13.1. Noções de Modelagem Energética.....	249
13.2. Projeção de Demanda.....	249

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Evolução Territorial do Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro	23
Figura 1-2 – Localização das Usinas Hidrelétricas Brasileiras	24
Figura 1-3 – Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, por Região	25
Figura 1-4 – Potencial Hidrelétrico Teórico no Mundo – Recurso Total	27
Figura 1-5 – Potencial Hidrelétrico Tecnicamente Aproveitável no Mundo	28
Figura 1-6 – Reservas Provadas de Petróleo	29
Figura 1-7 – Evolução das Reservas Totais de Petróleo no Brasil	31
Figura 1-8 – Áreas de Concessão da Petrobrás no Brasil	32
Figura 1-9 – Produção Acumulada de Petróleo já Notificada à Anp e o Mix Petróleo Associado ...	34
Figura 1-10 – Localização das áreas de Concessão na Oitava Rodada de Concessão da ANP.....	37
Figura 1-11 – Evolução das Reservas Totais de Gás Natural.....	40
Figura 1-12 – Tipologia do Carvão, Distribuição no Mundo e Principais Usos.....	45
Figura 1-13 – Recursos e Reservas de Carvão Mineral no Brasil	49
Figura 1-14 – Evolução da Capacidade de Refino no Mundo por Região em Milhares de Barris por dia.....	52
Figura 1-15 – Logística de Transporte de Petróleo e Derivados.....	54
Figura 1-16 – Portos Existentes no Brasil.....	56
Figura 1-17 – Infra-estrutura de Dutos e Terminais Existentes no Brasil.....	57
Figura 1-18 – Estrutura da Produção de Derivados do Refino Nacional.....	60
Figura 2-1 – Cenários Nacionais.....	64
Figura 2-2 – Cenários de Evolução da Estrutura Produtiva Nacional	66
Figura 2-3 – Cenários Nacionais de Crescimento Setorial.....	66
Figura 2-4 – Distribuição de Energia por Setores da Economia dos 11 Principais Países Associados à AIE	74
Figura 2-5 – Evolução do PIB por Setor	76
Figura 2-6 – Projeção de Posse de Equipamentos Eletroeletrônicos: Cenário B1	78
Figura 2-7 – Evolução Estilizada da Frota de Veículos por Tipo de Combustível até 2030.....	80
Figura 2-8 – Crescimento Demográfico Brasileiro	83
Figura 3-1 – Projeção dos Preços do Petróleo Bruto	86
Figura 3-2 – Histórico dos Preços do Petróleo	87
Figura 3-3 – Evolução dos Preços Internacionais do Petróleo.....	88
Figura 3-4 – Projeções de Preços do Gás Natural nos EUA	89
Figura 3-5 – Comparativo da Evolução dos Preços do Gás Natural	89
Figura 3-6 – Preços Internacionais do Gás Natural	90
Figura 3-7 – Evolução dos Preços do GNL Importado nos EUA	91
Figura 3-8 – Projeção do Preço do GNL Comparado com o Preço do Gás Natural	91
Figura 3-9 – Projeção dos Preços do Carvão.....	93
Figura 3-10 – Cenário de Preços de Carvão Nacional e Comparações.....	94
Figura 4-1 – Evolução da Estrutura do Consumo Final de Energia.....	96
Figura 4-2 – Evolução do Indicador Consumo Final Energético por PIB.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Continuação

Figura 4-3 – Intensidade Energética	99
Figura 4-4 – Evolução da Participação das Fontes no Consumo Final de Energia no Cenário B1.....	103
Figura 5-1 – Evolução da Produção de Petróleo no Mundo no Horizonte de 2030 pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos no Caso de Referência.....	113
Figura 5-2 – Produção Acumulada Prospectiva	115
Figura 5-3 – Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural.....	118
Figura 5-4 – Possibilidades de Suprimento de Gás Natural ao Brasil.....	122
Figura 5-5 – Evolução das Reservas de Carvão Mineral Nacional	123
Figura 5-6 – Cadeia da Bioenergia.....	126
Figura 5-7 – Cadeia da Cana-de-açúcar	128
Figura 5-8 – Projeção da Produção e do Consumo de Etanol	132
Figura 5-9 – Expansão da Capacidade de Refino no Brasil	136
Figura 5-10 – Evolução do Perfil de Produção de Derivados do Refino Nacional.....	137
Figura 5-11 – Produção e Consumo de Óleo Diesel	138
Figura 5-12 – Produção e Consumo de Gasolina.....	138
Figura 5-13 – Produção e Consumo de GLP	139
Figura 5-14 – Produção e consumo de óleo Combustível.....	139
Figura 5-15 – Trajetória de Aproveitamento dos Recursos Hidrelétricos Nacionais	143
Figura 5-16 – Preço Internacional do Concentrado de Urânio.....	144
Figura 5-17 – Evolução das Reservas Brasileiras de Urânio	145
Figura 5-18 – Cenário de Evolução da Estrutura do Processamento de Cana, Segundo as Tecnologias de Geração de Eletricidade.....	156
Figura 5-19 – Sistema Interligado Nacional. Expansão das Interligações	164
Figura 6-1 – Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia.....	168
Figura 6-2 – Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira.....	169
Figura 6-3 – Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia no Mundo no Cenário de Referência do International Energy Outlook 2007 para Comparação.....	170
Figura 6-4 – Evolução da Intensidade Energética	173
Figura 6-5 – Decomposição da Oferta Interna de Energia	173
Figura 6-6 – Evolução da Dependência Externa de Energia	175
Figura 6-7 – Estrutura do Consumo de Derivados	177
Figura 6-8 – Estrutura do Consumo de Gás Natural	178
Figura 6-9 – Estrutura da Oferta de Eletricidade	181
Figura 6-10 – Estrutura do Consumo de Eletricidade	181
Figura 6-11 – Estrutura das Emissões de CO ₂ por Fonte	183
Figura 6-12 – Estrutura das Emissões de CO ₂ por Setor	183
Figura 6-13 – Evolução das Emissões Específicas de CO ₂	184

ÍNDICE DE FIGURAS

Continuação

Figura 6-14 – Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético no período 2005-2030	192
Figura 7-1- Indicadores Selecionados e Evolução no Horizonte 2005-2030	201
Figura 7-2 – Dependência Energética no Horizonte 2005-2030	206
Figura 9-1 – Cenários Nacionais. Taxa Média de Crescimento do PIB	233
Figura 9-2 – Cenários Nacionais do Crescimento Setorial.....	234
Figura 10-1 – Estrutura Geral da Matriz Energética.....	243
Figura 13-1 Metodologia de Previsão do Consumo Final de Energia.....	251

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Parque Gerador Hidrelétrico em Operação no Brasil	25
Tabela 1-2 – Centrais Hidrelétricas em Operação no Brasil com Potência Superior a 1.000 MW ...	26
Tabela 1-3 – Grau API e Correntes de Petróleo Produzidas em 2005	33
Tabela 1-4 – Reservas Provadas de Petróleo, Segundo Regiões Geográficas, Países e Blocos Econômicos	35
Tabela 1-5 – Razão R/P Estimada de Alguns Países e Regiões Segundo Critérios da AIE	36
Tabela 1-6 – Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil e no Mundo	39
Tabela 1-7 Produção de Gás Natural no Brasil e no Mundo	40
Tabela 1-8 – Gasodutos em operação no País.	42
Tabela 1-9 – Gasodutos em construção no País.	42
Tabela 1-10 – Gasodutos projetados no País.	42
Tabela 1-11 – Gasodutos em estudo no País.	42
Tabela 1-12 – Reservas Recuperáveis de Carvão	46
Tabela 1-13 – Produção de Carvão para Países e Regiões Seleccionadas	46
Tabela 1-14 – Reservas de Carvão na Região Sul	47
Tabela 1-15 – Jazidas do Rio Grande do Sul	48
Tabela 1-16 – Jazidas de Santa Catarina	48
Tabela 1-17 – Jazidas do Paraná	49
Tabela 1-18 – Capacidade Instalada de Refino no Mundo	53
Tabela 1-19 – Principais Projetos de Expansão Previstos pela Petrobrás até 2012 para as Refinarias Existentes	59
Tabela 2-1 – Caracterização dos Cenários Mundiais	63
Tabela 2-2 – Consistência Macroeconômica dos Cenários Nacionais	65
Tabela 2-3 – Projeções Mundiais para Oferta e Demanda de Energia	71
Tabela 2-4 – Fontes de Energia Primária Total no Cenário de Referência para o Mundo	72
Tabela 2-5 – Geração de Eletricidade no Cenário de Referência para o Mundo	72
Tabela 2-6 – Comparativos dos Cenários para o Mundo, América Latina e Brasil	73
Tabela 2-7 – Cenário Vislumbrado para o Agregado dos 15 Principais Países da Comunidade Européia (EU-15) até 2030	75
Tabela 2-8 – Produto Interno Bruto por Setor	75
Tabela 2-9 – Estrutura do Produto Interno Bruto	76
Tabela 2-10 – Domicílios Ligados à Rede Elétrica no Brasil: Cenário B1	77
Tabela 2-11 – PIB e de Vendas Domésticas de Veículos: Crescimento médio	80
Tabela 2-12 – Principais Indicadores para Comparação Internacional	81
Tabela 2-13 – Estrutura Típica de Participação do Setor de Serviços	82
Tabela 2-14 – Distribuição Regional da População Brasileira	83
Tabela 2-15 – Brasil e Regiões - Projeção do Número de Domicílios Permanentes Ocupados	84

ÍNDICE DE TABELAS

Continuação

Tabela 2-16 – Brasil e Regiões - Projeção do Número de Domicílios Permanentes Ocupados (mil) Urbano	84
Tabela 3-1 – Previsão dos Preços do Petróleo.....	87
Tabela 4-1 – Produto Interno Bruto por Setor	95
Tabela 4-2 – Estrutura Econômica do Produto Interno Bruto	96
Tabela 4-3 – Consumo Final Energético por Setor	96
Tabela 4-4 – Estrutura do Consumo final Energético por Setor	96
Tabela 4-5 – Consumo Final Energético em relação ao PIB	97
Tabela 4-6 – Quadro Comparativo do Consumo Energético e Previsões de Outros Países	97
Tabela 4-7 – Projeção do Consumo Final de Energia no Brasil	98
Tabela 4-8 – Estrutura do Consumo Energético Final por Fonte de Energia.	100
Tabela 4-9 – Estrutura do Consumo Energético Final por Fonte de Energia	101
Tabela 4-10 – Projeções do Consumo Final de Energia	102
Tabela 4-11 – Detalhamento do Consumo de Derivados de Petróleo no Cenário B1	103
Tabela 4-12 – Consumo Energético Final por Fontes e Setores	104
Tabela 4-13 – Participação das Fontes nos Consumos Energéticos Finais dos Setores	105
Tabela 4-14 – Consumo Final Energético do Setor Residencial.....	106
Tabela 5-1 – Evolução da Oferta Interna de Energia	109
Tabela 5-2 – Evolução da Participação da Oferta Interna de Energia	109
Tabela 5-3 – Histórico da Oferta Interna de Energia e Indicadores Seleccionados	111
Tabela 5-4 – Quadro Comparativo Internacional	112
Tabela 5-5 – Produção Segundo o IEO 2006 para Cenários de Preço do Petróleo Alto, Baixo e de Referência	112
Tabela 5-6 – Estimativa de Recursos Totais Não-descobertos de Petróleo.....	114
Tabela 5-7 – Disponibilidade de Oferta de Petróleo no Brasil.....	115
Tabela 5-8 – Estimativa de Recursos Totais não Descobertos	116
Tabela 5-9 – Projeção das Reservas e da Produção Nacionais de Gás Natural	118
Tabela 5-10 – Movimentos de Comércio de Gás natural Liquefeito em 2005	121
Tabela 5-11 – Ocupação dos Solos no Brasil	123
Tabela 5-12 – Oferta de Biomassa no Brasil em 2005	126
Tabela 5-13 – Expansão da Produção Brasileira de Cana e Derivados	127
Tabela 5-14 - Oferta de Biomassa de Cana.....	129
Tabela 5-15 – Desempenho de Veículos Leves, 20301.....	131
Tabela 5-16 – Evolução dos Fatores de Capacidade de Refino para Algumas Regiões	132
Tabela 5-17 – Balanço dos Principais Produtos da Refinaria	133
Tabela 5-18 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro	137
Tabela 5-19 – Potencial de Geração dos Recursos Hídricos	141
Tabela 5-20 – Cenários de Disponibilidade do Urânio Nacional.....	142

ÍNDICE DE TABELAS

Continuação

Tabela 5-21 – Potencial de Geração Nuclear.....	147
Tabela 5-22 – Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Nacional.....	149
Tabela 5-23 – Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Importado	150
Tabela 5-24 – Geração Termelétrica a Gás Natural no SIN em 2010	152
Tabela 5-25 – Necessidade de Geração Térmica Indicada no SIN em 2011.....	152
Tabela 5-26 – Demanda de Gás Natural para Geração Termelétrica em 2011	153
Tabela 5-27 – Potencial de Geração Térmica a Gás em 2030	154
Tabela 5-28 – Geração Específica de Energia Elétrica a partir da Biomassa	155
Tabela 5-29 – Potencial de Geração de Eletricidade Associado às Instalações de Processamento de Cana-de-Açúcar	156
Tabela 5-30 – Potencial de Geração de Eletricidade com Resíduos Urbanos	157
Tabela 5-31 – Evolução da Capacidade Instalada no Período 2005-2015.....	159
Tabela 5-32 – Alternativas para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030.....	161
Tabela 5-33 – Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030, por Região Geográfica.....	162
Tabela 5-34 – Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030, por Região Geográfica.....	163
Tabela 5-35 – Expansão das Interligações	164
Tabela 6-1 – Projeção da Oferta Interna de Energia	167
Tabela 6-2 – Taxas de Crescimento dos Energéticos nos Períodos.....	167
Tabela 6-3 – Projeção da Oferta Interna de Energia	168
Tabela 6-4 – Evolução de Indicadores Seleccionados para o Cenário de Referência	171
Tabela 6-5 – Indicadores Seleccionados para Comparação Internacional	172
Tabela 6-6 - Petróleo e Derivados: Indicadores Seleccionados	176
Tabela 6-7 – Gás Natural: Indicadores Seleccionados	178
Tabela 6-8 – Produtos da Cana-de-açúcar: Indicadores Seleccionados.....	179
Tabela 6-9 – Eletricidade: Indicadores Seleccionados.....	180
Tabela 6-10 – Investimentos na Área de Petróleo de Derivados.....	186
Tabela 6-11 – Características de Interligações de UPGNs em Operação	187
Tabela 6-12 – Investimentos na Área de Gás Natural.....	188
Tabela 6-13 – Investimentos na Cadeia de Produção do Etanol	190
Tabela 6-14 – Custos de Investimento Referenciais na Geração de Energia Elétrica.....	190
Tabela 6-15 – Investimentos no Setor Elétrico	191
Tabela 6-16 – Investimentos no Setor Energético	192
Tabela 6-17 – Evolução da Oferta Interna de Energia na Análise de Sensibilidade B1-1	194
Tabela 6-18 – Evolução da Participação na Análise de Sensibilidade B1-1.....	194
Tabela 6-19 – Evolução da Oferta Interna de Energia na Análise de Sensibilidade B1-2	195

ÍNDICE DE TABELAS

Continuação

Tabela 6-20 – Evolução da Participação na Análise de Sensibilidade B1-2.....	195
Tabela 6-21 – Quadro Comparativo Resumido para 2020 e 2030.....	196
Tabela-7-1 – Indicadores de Economia e Energia para o Cenário de Referência	199
Tabela 7-2 – Evolução das Importações de Petróleo pelo Brasil por Região	205
Tabela 7-3 – Evolução da Diversidade Energética no Horizonte 2005-2030	206
Tabela 9-1 – Principais Indicadores Demográficos, Economicos e Energéticos.....	232
Tabela 9-2 – Projeções do Consumo Final de Energia	234
Tabela 9-3 – Consumo Final Energético por Setores nos Diversos Cenários	236
Tabela 9-4 – Consumo Final Energético por Setores e por Fonte no Cenário B1	237
Tabela 9-5 – Estrutura de Consumo Final Energético por Fonte do Cenário B1	238
Tabela 9-6 – Projeção do Consumo de Derivados de Petróleo	239
Tabela 9-7 – Oferta Interna de Energia	240
Tabela 9-8 – Estrutura da Oferta Interna de Energia	240
Tabela 9-9 – Produção de Óleos Vegetais	241
Tabela 9-10 – Produção de Óleos Vegetais	241
Tabela 9-11 – Indicadores Sócio Ambientais e de Segurança Energética	241

1. Recursos e Reservas Energéticas

■ 1.1. Potencial Hidrelétrico

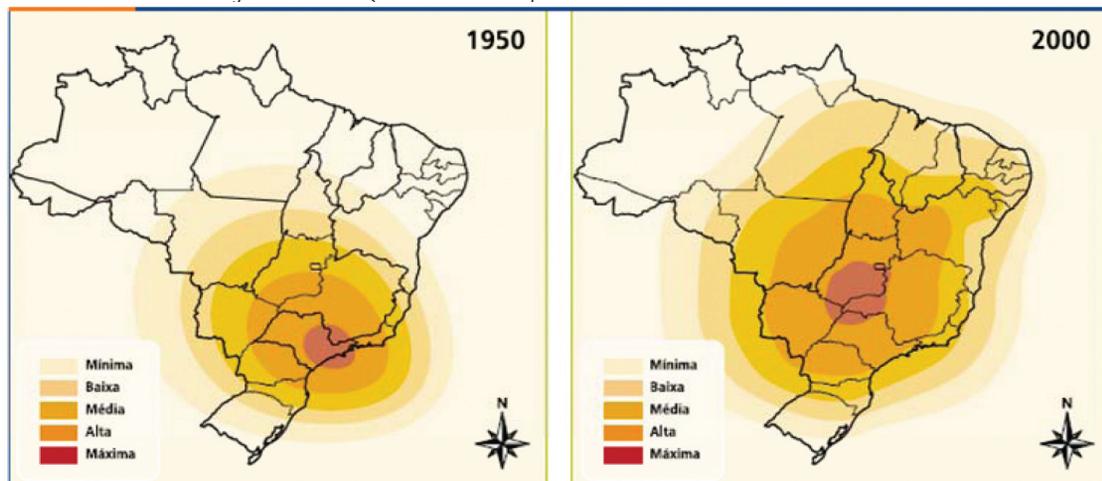
Segundo a edição 2007 do *International Energy Outlook* dos Estados Unidos a geração hidroelétrica e outras fontes renováveis crescerão cerca de 56% nos próximos 24 anos. A geração Hidroelétrica atualmente é responsável por cerca 19% da oferta elétrica mundial, sendo a oferta de outras energias renováveis ainda diminuta. É claro, portanto que a energia de origem hidroelétrica continuará a ser uma importante fonte renovável no futuro. Atualmente a capacidade instalada é da ordem de 730 GW, dependendo da fonte e do critério utilizado para aferição, significando cerca de 2700 TWh.

Em termos mundiais, a mesma fonte estima que 33% do potencial tecnicamente factível já foi explorado, havendo enormes discrepâncias. Enquanto a Europa e a América do Norte já desenvolveram quase todo o seu potencial (cerca de 70% já desenvolvido), restaria cerca de 70% a ser ainda explorada na América do Sul. Além da América do Sul, considerável potencial existe ainda na África, e Ásia.

■ 1.1.1. Panorama Atual

A Figura 1-1, reproduzida do Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2002), corrobora a evolução histórica do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro. Conforme ilustra a Figura, as usinas se concentraram inicialmente na região Sudeste, bem próximas aos grandes centros de consumo.

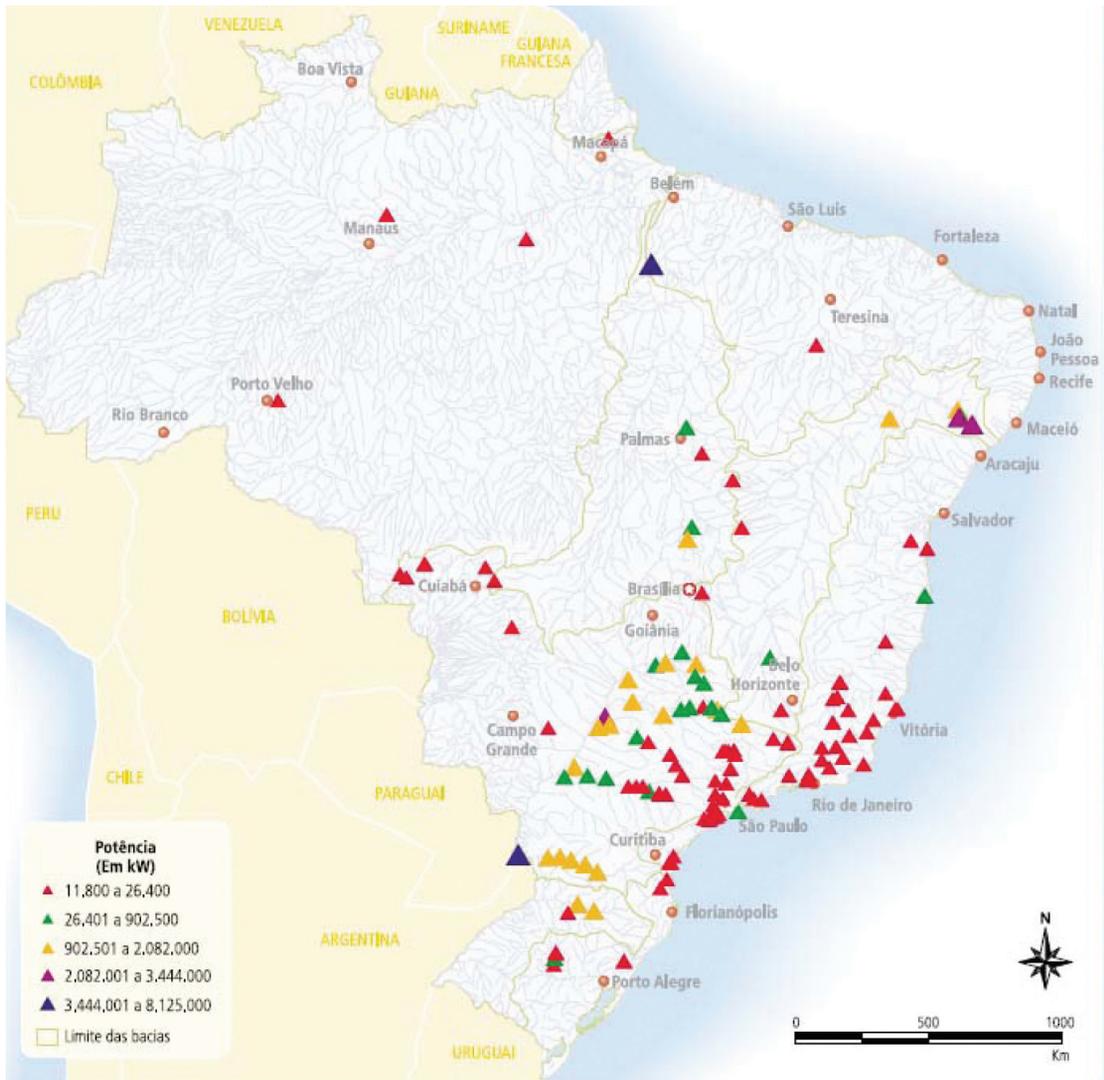
Figura 1-1 - Evolução Territorial do Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro



Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil ANEEL (2002).

O desenvolvimento da transmissão possibilitou o aproveitamento de recursos mais distantes dos centros consumidores e, ainda, com a interligação, o aproveitamento das diversidades hidrológicas existentes entre as bacias, notadamente entre as do Sul e as do Sudeste. Hoje, as usinas estão distribuídas por quase todo o país (Figura 1-2), à exceção da maior parte da região Norte e Centro-Oeste, onde se concentra o potencial a desenvolver. Nessas regiões, apenas 9 e 31% do potencial, respectivamente, encontram-se desenvolvidos (Figura 1-3).

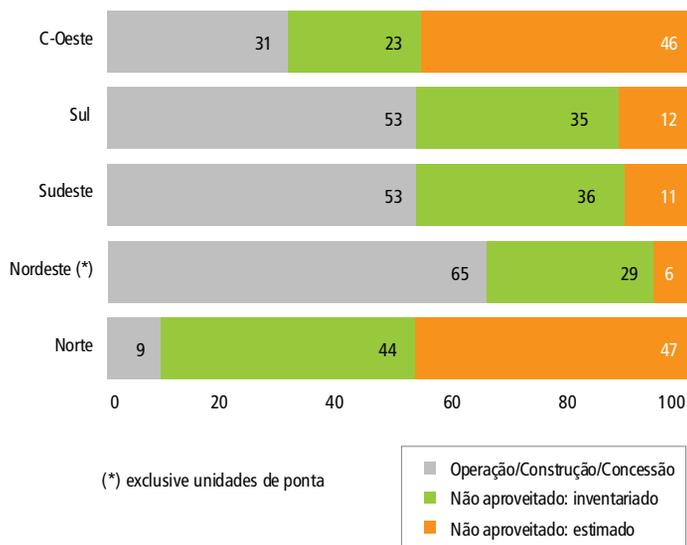
Figura 1-2- Localização das Usinas Hidrelétricas Brasileiras



Fonte: ANEEL (2002).

Computando as usinas em operação, as usinas em construção e os aproveitamentos cuja concessão já foi outorgada pode-se considerar que cerca de 30% do potencial hidrelétrico brasileiro já está desenvolvido. A descrição desse potencial aproveitado é apresentada na Figura 1-3.

Figura 1-3 - Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, por Região (%)



Fonte: PDEE (20076-2015), MME/EPE (20067, SIPOT, Eletrobrás (2005).

Aproveitamentos. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, a capacidade instalada em usinas hidrelétricas no Brasil em 31/12/2005, excluindo a parcela paraguaia da Usina de Itaipu, é de 70.961 MW, conforme discriminado na Tabela 1-1, sendo 2% localizadas nos sistemas isolados da região Norte e menos de 2% em pequenas centrais hidrelétricas.

Tabela 1-1- Parque Gerador Hidrelétrico em Operação no Brasil

Porte das usinas	Sistema Interligado	Sistemas Isolados	TOTAL
Grandes hidrelétricas	68.093	1.538	69.631
PCH	1.330	-	1.330
TOTAL	69.423	1.538	70.961

Nota: valores fiscalizados pela ANEEL, considerando as potências a partir da operação comercial da primeira unidade geradora de cada usina.

Fonte: Banco de Informações da ANEEL apud Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (2006-2015).

Esse parque gerador compreende mais de 400 instalações, porém grande parte da potência total está concentrada em poucas usinas: apenas 24 hidrelétricas, que têm, cada uma, mais de 1.000 MW instalados, somam mais de 52.000 MW, conforme indicado na Tabela 1-2.

Tabela 1-2 - Centrais Hidrelétricas em Operação no Brasil com Potência Superior a 1.000 MW

	Usina	Município – UF	Rio	Potência (MW)
1	Itaipu ⁽¹⁾	Foz do Iguaçu – PR	Paraná	14.000
2	Tucuruí ⁽²⁾	Tucuruí – PA	Tocantins	7.751
3	CHE Paulo Afonso ⁽³⁾	Delmiro Gouveia – AL	São Francisco	4.280
4	Ilha Solteira	Ilha Solteira – SP	Paraná	3.444
5	Xingó	Canindé de S. Francisco – SE	São Francisco	3.162
6	Itumbiara	Itumbiara – GO	Paranaíba	2.124
7	Porto Primavera	Anaurilândia – MS	Paraná	1.980
8	São Simão	Santa Vitória – MG	Paranaíba	1.710
9	Foz do Areia	Pinhão – PR	Iguaçu	1.676
10	Jupia	Castilho – SP	Paraná	1.551
11	Itaparica	Glória – BA	São Francisco	1.480
12	Itá	Itá – SC	Uruguai	1.450
13	Marimbondo	Fronteira – MG	Grande	1.440
14	Salto Santiago	Saudade do Iguaçu – PR	Iguaçu	1.420
15	Água Vermelha	Indiaporã – SP	Grande	1.396
16	Serra da Mesa	Cavalcante – GO	Tocantins	1.293
17	Furnas	Alpinópolis – MG	Grande	1.270
18	Segredo	Mangueirinha – PR	Iguaçu	1.260
19	Salto Caxias	Cap. Leon. Marques – PR	Iguaçu	1.240
20	Emborcação	Cascalho Rico – MG	Paranaíba	1.192
21	Machadinho	Piratuba – SC	Pelotas	1.140
22	Salto Osório	Quedas do Iguaçu – PR	Iguaçu	1.078
23	Sobradinho	Juazeiro – BA	São Francisco	1.050
24	Estreito	Rifaina – SP	Grande	1.050
TOTAL (exclusive a parte paraguaia de Itaipu)				52.437

Notas: 1) Usina bi-nacional, 50% da potência pertence ao Brasil e 50% ao Paraguai. Em operação, ,a partir de 2006, as duas últimas unidades geradoras de 700 MW, cada. 2) Considera a segunda casa de força, em fase de motorização, que abriga 10 unidades geradoras, de 375 MW, cada. 3) Compreende as usinas de Paulo Afonso I a IV e Moxotó.

Fonte: ANEEL (2006).

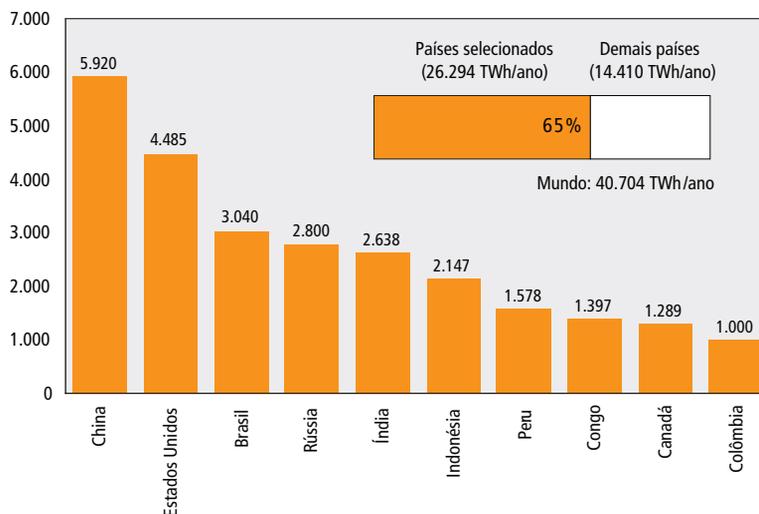
Além das usinas em operação, pode-se considerar como já aproveitado o potencial representado pelas usinas em construção e pelos aproveitamentos cuja concessão já foi outorgada. Conforme o PDEE 2006-2015, há, no Sistema Interligado Nacional – SIN, 40 usinas e aproveitamentos hidrelétricos nessas condições, totalizando uma potência de 7.756 MW. Entre as Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), há, segundo a ANEEL (2006), 257 aproveitamentos dos quais 39 estão em construção e 218 com a concessão outorgada, totalizando a potência de 4.034 MW.

Perspectivas e Comparativo Internacional. Baseado em estudo do *World Energy Council*, pode-se estimar que o potencial tecnicamente disponível para aproveitamento hidráulico no mundo, dito recurso total e utilizando um fator de capacidade média de 40%, corresponde a cerca de 15.899 TWh/ano do valor teórico máximo de 40.700 TWh/ano para o mundo. Cerca de 65% desse recurso está concentrado em apenas 10 países, todos com potencial igual ou superior a 1.000 TWh/ano. Nesse ranking, o Brasil ocupa o terceiro posto, superado apenas por China e pelos Estados Unidos (ver Figura 1-4).

Mesmo esse potencial ainda deve ser considerado um valor teórico. De fato, a quantidade de energia

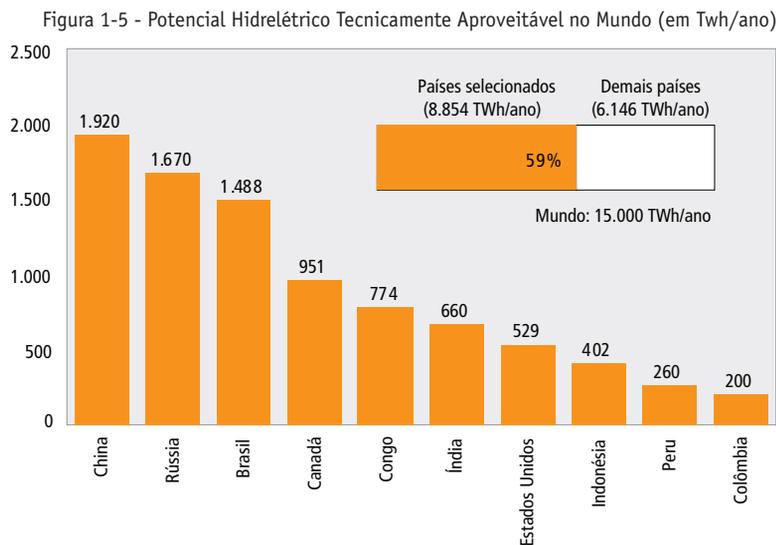
hidráulica efetivamente disponível depende de outros fatores relevantes. Entre esses fatores relacionam-se a topografia, o regime de chuvas, a tecnologia e, também, o período de efetivo funcionamento da instalação, quando integrada a um sistema elétrico. Ao valor estimado considerando esses fatores convencionou-se chamar de potencial tecnicamente aproveitável.

Figura 1-4 – Potencial Hidrelétrico Teórico no Mundo – Recurso Total (em TWh/ano)



Fonte: World Energy Council.

A relação entre o potencial tecnicamente aproveitável e o recurso total varia de região para região em razão das condições locais e do estágio de conhecimento (nível dos estudos e das investigações). Considerando esses aspectos, o ranking dos países se altera um pouco. O Brasil mantém-se como detentor do terceiro maior potencial no mundo, perdendo, agora, para a China e a Rússia (ver Figura 1-5).



Fonte: World Energy Council (2004).

O Brasil faz parte do grupo de países em que a produção de eletricidade é maciçamente proveniente de usinas hidrelétricas. Essas usinas correspondem a 75% da potência instalada no país e geraram, em 2005, 93% da energia elétrica requerida no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Cumpra-se notar ainda que apenas cerca de 30% do potencial hidrelétrico nacional se encontra explorado, proporção bem menor do que a observada nos países industrializados.

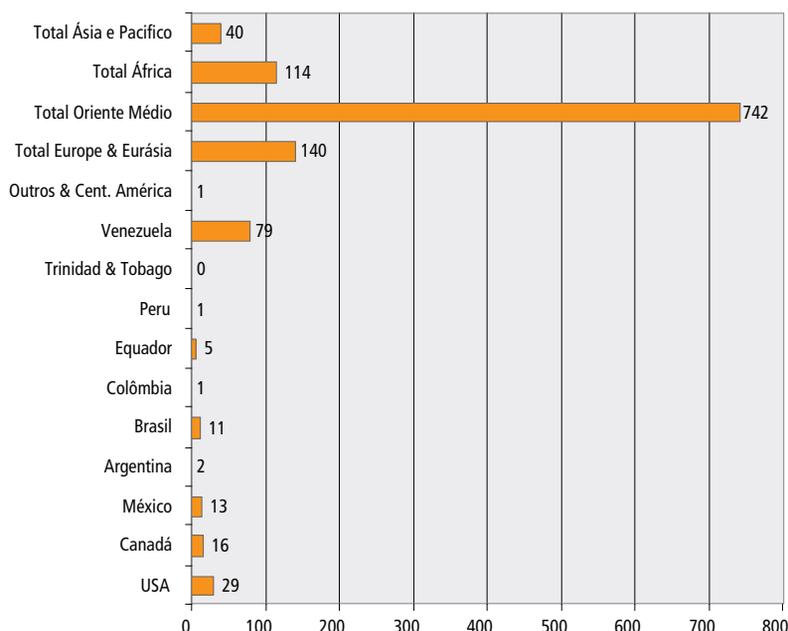
Com respeito a avaliações nacionais do potencial hidroelétrico brasileiro, a última e melhor estimativa disponível do potencial hidrelétrico brasileiro é, ainda, a mesma que foi utilizada no Plano 2015: 261,4 GW. Desse total, 32% correspondem a um potencial pouco conhecido, dito estimado, e 43% estão localizados na região Norte.

Importa destacar que esse valor do potencial hidrelétrico brasileiro reflete as condições de avaliação técnica, econômica e sócio-ambiental adotadas à época em que os estudos foram realizados. Assim, pode-se afirmar que o valor de 261,4 GW constitui uma referência para os estudos de planejamento e não necessariamente o que se prevê realizar. Além disso, resulta imperioso que se intensifiquem os esforços para restabelecer os estudos desse potencial.

■ 1.2. Petróleo

Segundo a *British Petroleum*, as reservas provadas, que são aquelas de melhor estimativa possível com cerca de 90% de confiabilidade, até 2005, eram de 1,2 trilhões de barris no mundo. Nesta referência o Brasil detém cerca de 1% e a Venezuela detém 80 bilhões de barris, perfazendo 7% do total (ver Figura 1-6). Se a Venezuela obtiver a certificação da Faixa de Orinoco, as reservas podem se acrescentar de cerca de 270 bilhões de barris, que embora de um petróleo pesado, tornariam a Venezuela talvez o maior produtor mundial de petróleo do mundo, superando a Arábia Saudita, que atualmente detém 22% das reservas mundiais provadas.

Figura 1-6 – Reservas Provasdas de Petróleo (em bilhões de barris)



Fonte: BP (2006).

■ 1.2.1. Recursos e Reservas

Os dados estatísticos da ANP apresentam as “reservas totais”, que consideram o somatório de reservas provadas, prováveis e possíveis, sinalizando o limite superior da disponibilidade de reservas de petróleo.

Segundo dados mais recentes da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2006), de um total aproximado de 16 bilhões de barris em 2005, 91,6 % das reservas totais nacionais de petróleo se localizam no mar (campos “*off shore*”), e o restante se localiza em campos terrestres.

Três estados respondem pela maior parcela de contribuição das reservas terrestres: Rio Grande do Norte (24,2%), Sergipe (26,3%) e Bahia (31,3%). Já as reservas brasileiras “*off shore*” situam-se, basicamente, em estados da Região Sudeste: Rio de Janeiro (87,4%) e Espírito Santo (9,6%). A participação dos demais Estados é marginal.

Box – Glossário

- **Reservas** – Recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data.

- **Reservas Desenvolvidas** – Reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.

- **Reservas Provadas** – Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

- **Reservas Prováveis** – Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

- **Reservas Possíveis** – Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

- **Reservas Totais** – Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

- **Reservatório** – Configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás natural, associados ou não.

- **Razão R/P** – Razão entre reservas provadas e produção medida em anos. Trata-se de um indicador que baliza os olhos, mas é falaz. O motivo é que a medida que o poço envelhece a retirada da produção não se mantém devido a problemas estruturais.

- **Densidade API** – Escala idealizada pelo *American Petroleum Institute* - API, juntamente com a National Bureau of Standards, utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. A escala API varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API: $^{\circ}\text{API} = (141,5/g) - 131,5$, onde “g” é a densidade relativa do petróleo a 15°C. Quanto maior o API, mais leve e de melhor qualidade é o petróleo.

- **Gás Natural Associado** – Gás natural produzido de jazida onde ele é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás. Naturalmente, existem reservas de Gás Natural não-associadas a petróleo.

Fonte: ANP (www.anp.gov.br/glossario).

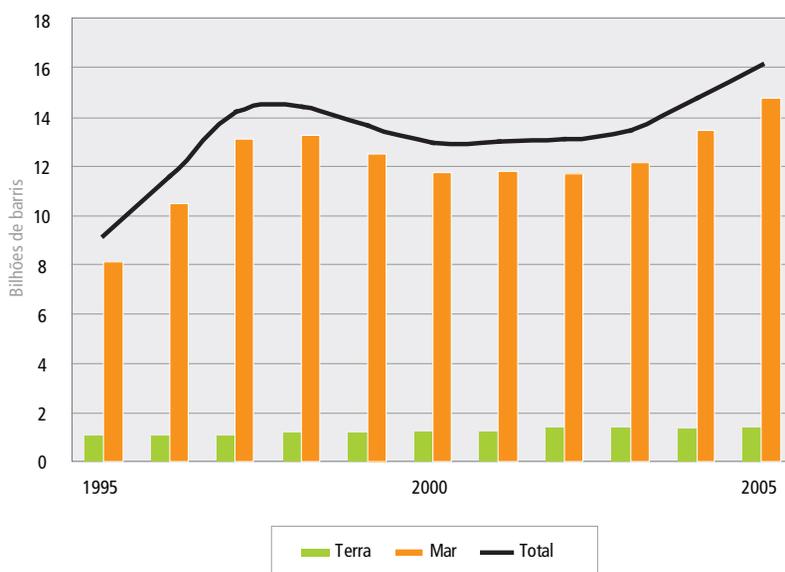
Um indicador relevante se refere à razão entre as reservas provadas e as reservas totais, que se situou em torno de 0,73 em 2005, ou seja, do volume total de reservas conhecidas no Brasil, cerca de 73% são consideradas economicamente recuperáveis com as condições atuais de tecnologia e preço.

Conforme se observa na Figura 1-7, as reservas totais de petróleo vêm crescendo sistematicamente na última década, graças às descobertas “*off shore*”. As reservas em terra praticamente não se alteraram.

A Petrobrás tem hoje 374 concessões (vide Figura 1-8), sendo 65 delas em parceria. A área total líquida dos blocos exploratórios e de produção (considerando o percentual de participação da Petrobrás) é de 108.290,52 km² (26.759.130 acres).

Ao longo de 2004, foram descobertos pela Petrobrás cinco novos campos de petróleo em terra: dois na Bacia Potiguar e três nas bacias do Recôncavo Baiano, Sergipe, Alagoas e Espírito Santo. No mesmo período, foram incorporados volumes substanciais de óleo às reservas dos campos de Roncador, Marlim Leste, Albacora, Albacora Leste, Espadarte, Jubarte e Golfinho, assim como à da área do Plano de Avaliação do 1-ESS-121, no antigo bloco BC-60, ao norte da Bacia de Campos (PETROBRÁS, 2006).

Figura 1-7 - Evolução das Reservas Totais de Petróleo no Brasil (em bilhões de barris)



Notas: Reservas em 31/12 dos anos de referência. Inclui condensado.

Fonte: ANP (2006) - Boletins Anuais de Reservas ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, a partir de 1999; Petrobrás/SERPLAN, para os anos anteriores.

Este grande sucesso em 2003 foi determinante para que os investimentos e demais esforços exploratórios fossem direcionados pela Petrobrás, ao longo de 2004, predominantemente aos Planos de Avaliação das descobertas feitas, otimizando os recursos financeiros da empresa. Com isso, houve aumento relativo no percentual de poços de extensão e pioneiros adjacentes, em detrimento de pioneiros, especialmente no mar. Este, portanto, foi um ano importante para a comprovação e delimitação de volumes descobertos. Não foi um ano de descobertas de impacto, já que foram perfurados apenas cinco poços pioneiros no mar.

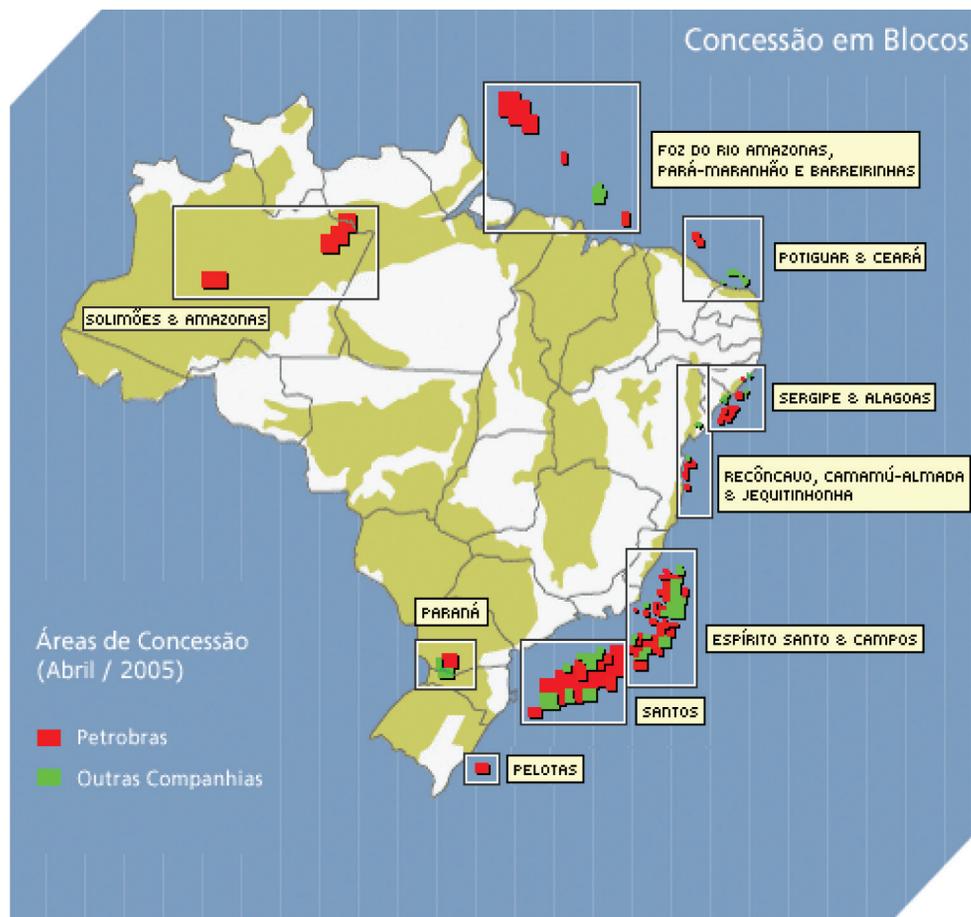
Ao final de 2004, durante a delimitação da área de Golfinho, descoberta em 2003 na Bacia do Espírito

Santo, foi perfurado um poço de extensão que constatou a existência de reservatórios arenosos saturados de óleo leve de excelente qualidade. A importância desse poço deriva das grandes espessuras de reservatório constatadas e da existência de petróleo leve de excelente qualidade, fatores que podem resultar no aumento dos volumes recuperáveis da área.

O campo de Roncador, localizado na área norte da Bacia de Campos foi descoberto em outubro de 1996. Devido à extensão de sua área e ao grande volume de hidrocarbonetos existente, o desenvolvimento da produção de Roncador foi planejado para ocorrer em módulos, num total de 4. O óleo de cada um desses módulos possui diferentes densidades¹, distribuídas da seguinte forma:

1. Módulo 1 - 28° a 31° API (petróleo médio);
2. Módulo 2 - 18° API (petróleo extra-pesado);
3. Módulo 3 - 22° API (petróleo pesado);
4. Módulo 4 - 18° API (petróleo extra-pesado).

Figura 1-8 – Áreas de Concessão da Petrobrás no Brasil



Fonte: PETROBRÁS (2006).

1 Os petróleos seguem a seguinte classificação: 15<°API<19: extrapesado; 19<°API<27: pesado; 27<°API<33: médio.

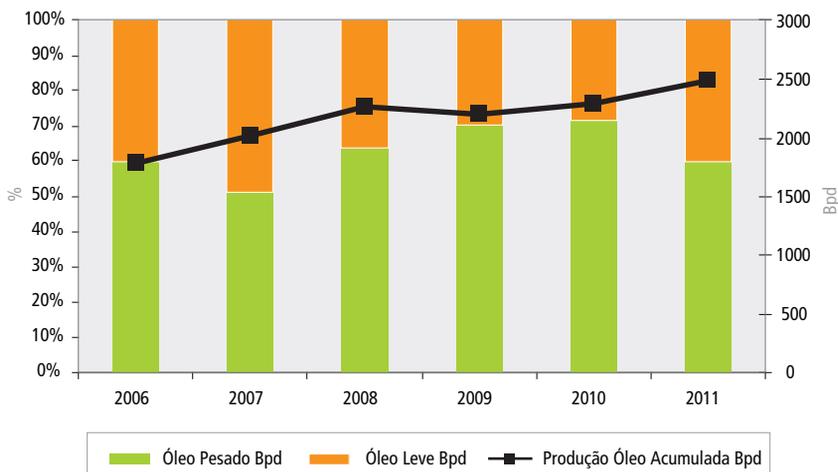
Os Módulos 3 e 4 de Roncador encontram-se atualmente na fase de concepção de alternativas de seus sistemas de produção. A Petrobrás estima que em 2015, Roncador atinja seu pico de produção de 473.000 barris/dia. A produção média de petróleo foi de 92.248 barris/dia em 2005 (PETROBRÁS, 2006).

Perfil de Produção. Devido a esse volume de descobertas o perfil ou *mix* de produção de petróleo observa uma variabilidade considerável. Na Tabela e Figura seguintes se exhibe a informação prospectiva do regulador (ANP) cinco anos a frente de todos os empreendimentos comunicados com o devido perfil de petróleo leve e pesado em API igual a 25 (o API 25 foi escolhido à guisa de simplificação)

Tabela 1-3 – Grau API e Correntes de Petróleo Produzidas em 2005.

Localização	Densidade (API)	Produção(m ³)
Urucu (Amazonas)	48,50	2.285.586
Ceará Mar (Ceará)	29,50	603.555
Fazenda Belém ()	12,70	94.220
RGN Mistura (Rio Grande do Norte)	29,50	3.661.672
Alagoano (Alagoas)	37,40	438.569
Sergipano Terra (Sergipe)	24,80	1.893.304
Sergipano Mar (Sergipe)	43,70	366.853
Bahiano Mistura (Bahia)	36,50	2.550.947
Fazenda São Estevão (Bahia)	35,22	15.700
Espírito Santo (Espírito Santo)	17,50	1.021.964
Jubarte (Rio de Janeiro)	16,80	930.912
Albacora (Rio de Janeiro)	28,30	6.666.426
Barracuda (Rio de Janeiro)	25,00	7.209.328
Bijupirá (Rio de Janeiro)	27,80	1.038.376
Cabiunas Mistura (Rio de Janeiro)	25,50	14.767.917
Caratinga (Rio de Janeiro)	22,40	4.659.936
Espadarte (Rio de Janeiro)	27,00	1.337.796
Marlim (Rio de Janeiro)	19,60	27.052.064
Marlim Sul P-38 (Rio de Janeiro)	23,10	11.429.809
Roncador (Rio de Janeiro)	28,30	4.818.626
Salema (Rio de Janeiro)	30,30	794.883
Condensado de Merluza (São Paulo)	58,80	81.733
Coral (Paraná)	38,50	416.338
TOTAL	24,63	94.796.734

Fonte: ANP (2006)

Figura 1-9 - Produção Acumulada de Petróleo já Notificada à ANP e o *Mix* Petróleo Associado

Nota: O grau API 25 foi utilizado como limiar à guisa de simplificação

Fonte : ANP

■ 1.2.2. Perspectivas no Médio Prazo

Quanto à longevidade das atuais reservas provadas de petróleo, o principal indicador é a razão R/P (reserva/produção), situado em torno de 19 anos em 2005 segundo a Agência Nacional de Petróleo. Este número indica que, mantida a atual relação entre reservas provadas e o ritmo de produção atual, as reservas atualmente disponíveis sustentam a produção atual de petróleo algo em torno de um período de 19 anos, aproximadamente.

Ressalte-se que a razão R/P é dependente do ritmo de novas descobertas, da evolução dos métodos de recuperação do reservatório, da alteração dos preços da energia, como também do ritmo da demanda por derivados de petróleo. Este último depende, essencialmente, das condições de crescimento econômico e do perfil deste crescimento, isto é, sob que tecnologias e padrões de consumo se sustenta este crescimento. No que tange ao ritmo de descobertas, desde 1980, as reservas provadas nacionais têm crescido a um ritmo de 9,2% ao ano.

Tabela 1-4 – Reservas Provadas de Petróleo, Segundo Regiões Geográficas, Países e Blocos Econômicos (em bilhões de barris)

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de petróleo							05/04 %
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
TOTAL	1.089,5	1.114,6	1.140,5	1.172,9	1.188,1	1.194,1	1.200,7	0,55
América do Norte	76,2	75,6	73,7	65,5	62,2	60,6	59,5	-1,87
Américas Central e do Sul	97,8	97,9	98,9	100,2	100,2	103,0	103,5	0,49
Argentina	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,3	2,3	-
Brasil	8,2	8,5	8,5	9,8	10,6	11,2	11,8	4,70
Colômbia	2,3	2,0	1,8	1,6	1,5	1,5	1,5	-1,65
Equador	4,4	4,6	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	-
Peru	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	1,1	1,1	-
Trinidad e Tobago	0,8	0,9	1,0	1,1	0,9	0,8	0,8	-
Venezuela	76,8	76,8	77,7	77,3	77,2	79,7	79,7	-
Outros	1,3	1,3	1,4	1,5	1,3	1,3	1,3	0,35
Europa e ex-União Soviética	113,5	114,1	132,6	135,9	139,5	138,7	140,5	1,33
Oriente Médio	674,8	691,0	695,3	728,9	733,9	738,2	742,7	0,61
TOTAL OPEP	818,2	840,5	847,9	881,7	890,7	897,4	902,4	0,56
TOTAL não-OPEP	271,3	274,1	292,6	291,2	297,4	296,7	298,3	0,53

Fontes: BP Amoco Statistical Review of World Energy 2006, exceto para o Brasil; para o Brasil, ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, para os anos de 1999 a 2005, e Petrobrás/SERPLAN, para os anos anteriores.

Tabela 1-5 – Razão R/P Estimada de Alguns Países e Regiões Segundo Critérios da AIE

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Razão R/P (anos)				05/04 %	Reservas em 2005 (bilhões barris)
	2002	2003	2004	2005		
Média Total	44	45	39	38	-2,21	1.160,5
América do Norte (Média)	41	38	36	37	0,52	59,5
Canadá	17	15	15	15	1,25	16,5
Estados Unidos	11	11	11	12	5,83	29,3
México	13	12	11	10	-6,06	13,7
Américas Central e do Sul (Média)	27	27	26	25	-3,93	103,5
Argentina	9	9	8	9	4,07	2,3
Brasil¹	18	19	20	19	-6,02	11,8
Colômbia	7	7	7	7	-1,29	1,5
Equador	35	32	26	26	-1,11	5,1
Peru	27	28	32	27	-15,32	1,1
Trinidad e Tobago	20	15	15	13	-11,11	0,8
Venezuela	73	81	73	73	-1,16	79,7
Europa e ex-União Soviética (Média)	25	24	23	21	-8,38	140,5
Azerbaijão	62	61	61	42	-29,91	7,0
Cazaquistão	107	98	84	80	-4,93	39,6
Dinamarca	9	10	9	9	-0,47	1,3
Itália	19	20	20	17	-15,93	0,7
Noruega	9	8	8	9	7,58	9,7
Reino Unido	5	5	5	6	12,15	4,0
Romênia	11	11	11	11	4,80	0,5
Rússia	24	23	21	21	-0,08	74,4
Turcomenistão	8	7	8	8	0,39	0,5
Uzbequistão	10	10	11	13	20,90	0,6
Outros	12	13	12	13	3,73	2,2
Oriente Médio (Média)	69	72	63	63	0,64	742,7

Fonte: AIE (2006).

A Agência Nacional de Petróleo (ANP) vem realizando com sucesso leilões de concessão de blocos de exploração de petróleo e gás. Até 2007, já foram realizadas oito rodadas de licitação pela ANP. A Figura 1-10 ilustra a distribuição geográfica dos blocos concedidos na última rodada, realizada em agosto de 2006.

Figura 1-10 - Localização das Áreas de Concessão na Oitava Rodada de Concessão da ANP



Fonte: ANP (2006).

O sucesso dos leilões, entretanto, não fornece estimativas de volumes de possíveis acumulações de hidrocarbonetos, uma vez que a existência (ou não) de petróleo e gás natural nesta fase da cadeia dependerá do sucesso da fase de perfuração exploratória, bem como de outras etapas seguintes, envolvendo a perfuração e o desenvolvimento subsequente do campo.

■ 1.3. Gás Natural

■ 1.3.1. Recursos e Reservas

Situação Atual e Comparações Internacionais. Segundo dados da ANP (2006), cerca de 75% das reservas brasileiras de gás natural se localiza em campos “off shore” 25% em campos terrestres (campos “on shore”). Em termos de reservas de gás natural “on shore”, destacam-se as reservas localizadas em Urucu (AM), em uma região de difícil acesso no interior da floresta Amazônica. Praticamente todo o gás natural produzido nos campos de Urucu é reinjetado nos poços de produção de petróleo dadas estas dificuldades.

Basicamente, projeta-se escoar esta produção através de dois gasodutos: um ligando Urucu a Porto Velho (RO) e outro ligando Coari (AM) a Manaus (AM), para atender à demanda de energia na região Norte do país. Em termos de estrutura de produção local de gás natural no Brasil, prevalece a produção de gás natural associado ao petróleo.

Box – Glossário

- **Gás Natural ou Gás** - Todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso ou dissolvido no óleo nas condições originais do reservatório, e que se mantenha no estado gasoso nas condições atmosféricas normais. É extraído diretamente de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros (gases nobres). Ao processar o gás natural úmido nas UPGNs, são obtidos os seguintes produtos: (i) o gás seco (também conhecido como gás residual); e (ii) o líquido de gás natural (LGN), que contém propano (C3) e butano (C4) (que formam o gás liquefeito de petróleo - GLP) e a gasolina natural (C5+).
- **Gás Queimado** - Gás queimado no flare.
- **Gás Reinjetado** - Gás não-comercializado, que é retornado ao reservatório de origem, com o objetivo de forçar a saída do petróleo da rocha-reservatório, deslocando-o para um poço produtor. Este método é conhecido como “recuperação secundária”, e é empregado quando a pressão do poço torna-se insuficiente para expulsar naturalmente o petróleo, e pode ser usado como método natural de estocagem.
- **Gás Residual ou Gás seco** - Produto do processamento do gás úmido, o qual não contém líquidos comercialmente recuperáveis (LGN).
- **Gás Úmido** - Gás natural que entra nas UPGNs contendo hidrocarbonetos pesados e comercialmente recuperáveis sob a forma líquida (LGN).
- **Gás Natural Seco** - Gás natural que se constitui essencialmente de metano, sem quantidade apreciável de hidrocarbonetos pesados e comercialmente recuperáveis sob a forma líquida (LGN).
- **Gás Natural Associado** - Gás natural produzido de jazida onde ele é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás.
- **Gás Natural Não-Associado** - Gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.
- **Campos on-shore e off-shore** - respectivamente campos de exploração situados em terra e no mar.
- **Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN)** - Instalação industrial que objetiva realizar a separação das frações pesadas (propano e mais pesados), existentes no gás natural, do metano e do etano, gerando GLP e gasolina natural (C5+).

Tabela 1-6 – Reservas Provasdas de Gás Natural no Brasil e no Mundo (em trilhões de m³)

Regiões geográficas, países e blocos econômicos											05/04 %
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Total Geral	146,93	148,38	151,40	151,62	160,76	174,39	176,18	179,21	179,01	179,83	0,46
América do Norte	8,41	8,29	7,19	7,27	7,49	7,63	7,32	7,32	7,47	7,46	-0,11
Américas Central e do Sul	6,12	6,28	6,43	6,89	6,98	7,12	7,08	6,98	7,07	7,02	-0,76
Argentina	0,64	0,68	0,69	0,73	0,78	0,76	0,66	0,61	0,55	0,50	(8,85)
Bolívia	0,11	0,12	0,15	0,52	0,68	0,78	0,81	0,78	0,76	0,74	(2,25)
Brasil	0,22	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22	0,24	0,25	0,33	0,31	(6,04)
Colômbia	0,22	0,20	0,20	0,19	0,13	0,13	0,12	0,11	0,12	0,11	(5,04)
Peru	0,20	0,20	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,33	0,33	-
Trinidad e Tobago	0,46	0,52	0,56	0,61	0,56	0,58	0,59	0,59	0,53	0,55	2,25
Venezuela	4,05	4,12	4,15	4,15	4,15	4,18	4,18	4,22	4,29	4,32	0,65
Outros	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,23	0,22	0,17	0,17	0,17	(1,18)
Europa e ex-União Soviética	62,52	62,93	62,46	61,92	61,74	61,96	62,95	64,14	63,73	64,01	0,43
Oriente Médio	49,31	49,53	53,17	52,05	59,81	71,39	71,76	72,77	72,09	72,13	0,06
África	10,17	10,62	10,77	11,43	12,47	13,24	13,89	13,94	14,30	14,39	0,57
Ásia-Pacífico	10,40	10,73	11,39	12,07	12,28	13,05	13,18	14,06	14,35	14,84	3,40
Total OPEP	62,41	63,27	66,97	66,50	74,85	86,82	87,69	88,72	88,48	88,58	0,11
Total não-OPEP	84,51	85,11	84,44	85,13	85,91	87,58	88,50	90,49	90,53	91,25	0,80

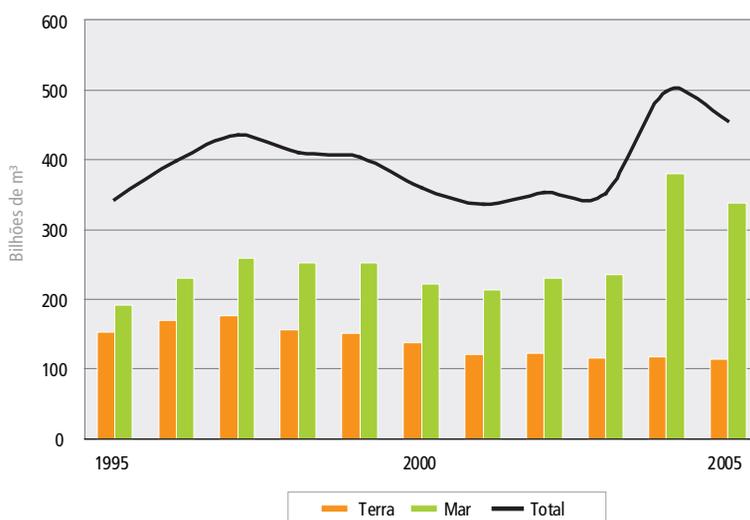
Fonte: ANP (2006).

Tabela 1-7 Produção de Gás Natural no Brasil e no Mundo (em bilhões m³)

Regiões geográficas, países e blocos econômicos											05/04 %
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
TOTAL Geral	2.236,2	2.240,0	2.291,1	2.353,2	2.433,4	2.492,7	2.533,4	2.624,1	2.705,1	2.763,9	2,18
América do Norte	733,3	740,6	754,8	756,2	769,6	787,9	767,4	770,5	760,4	750,7	-1,28
Américas Central e do Sul	81,9	83,1	89,0	91,3	98,9	103,4	105,2	116,5	130,7	136,4	4,40
Argentina	28,9	27,4	29,6	34,6	37,4	37,1	36,1	41,0	44,9	45,6	1,56
Bolívia	3,2	2,7	2,8	2,3	3,2	4,7	4,9	6,4	8,5	10,4	22,35
Brasil	6,0	6,5	6,9	8,0	8,2	8,4	10,0	10,9	11,9	12,2	2,97
Colômbia	4,7	5,9	6,3	5,2	5,9	6,1	6,2	6,1	6,4	6,8	6,25
Trinidad e Tobago	7,1	7,4	8,6	11,7	14,1	15,2	17,3	24,7	28,1	29,0	3,20
Venezuela	29,7	30,8	32,3	27,4	27,9	29,6	28,4	25,2	28,1	28,9	2,85
Outros	2,3	2,4	2,5	2,1	2,2	2,3	2,3	2,2	2,8	3,5	25,00
Europa e ex-União Soviética	945,4	899,4	915,5	934,9	959,6	967,7	989,4	1.024,2	1.056,1	1.061,2	0,48
Oriente Médio	158,0	175,4	184,1	193,9	206,8	224,8	244,7	260,0	280,6	292,5	4,24
África	88,8	99,4	104,7	116,8	126,4	126,8	129,7	139,7	144,2	163,0	13,04
Ásia-Pacífico	228,8	242,1	243,0	260,1	272,1	282,1	297,0	313,2	333,1	360,1	8,11
TOTAL OPEP	310,9	336,2	347,1	366,9	380,3	389,2	411,6	432,7	459,6	482,5	4,98
TOTAL não-OPEP	1.925,3	1.903,8	1.944,0	1.986,3	2.053,1	2.103,5	2.121,8	2.191,4	2.245,5	2.281,4	1,60

Fonte: ANP (2006).

Figura 1-11 - Evolução das Reservas Totais de Gás Natural (em bilhões de m³)



Nota: Reservas em 31/12 dos anos de referência.

Fonte: ANP (2006); Boletins Anuais de Reservas ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, a partir de 1999; Petrobrás/SERPLAN, para os anos anteriores.

As reservas brasileiras de gás natural são bastante modestas e cresceram significativamente entre 1995 e 1997, e a partir de 2002 (Figura 1-11). Cerca de 80% das reservas totais de gás natural são associadas a jazidas de petróleo, o que mantém a sua produção subordinada às condições de extração desse produto. Este fato foi um fator limitante da expansão da produção de gás natural no Brasil, superado com o crescimento da produção de gás não associado. Conforme se observa na Figura 1-11 houve crescimento das reservas de gás natural “off shore” no Brasil e o decréscimo de reservas terrestres no período da última década.

Infra-Estrutura de Transporte. A caracterização da infra-estrutura de disponibilização de gás natural no país implica em considerar os modais de transporte atualmente disponíveis envolvendo: gasodutos de transporte a grandes distâncias, linhas de distribuição de gás canalizado e unidades de processamento de gás natural.

A capacidade instalada total de unidades de processamento de gás natural (UPGN) no Brasil em 2004, correspondia a cerca de 46 milhões de m³/dia. Estas unidades englobam a seqüência de operações destinadas à remoção de impurezas contidas no gás natural (vapor d’água e compostos de enxofre) para melhoria das suas propriedades de transporte ao mercado consumidor e para proteção dos equipamentos, bem como para separar as frações mais pesadas de maior valor econômico, tais como gasolina e GLP. Origina-se, além destes produtos, o denominado gás “seco”, composto principalmente por metano e etano e correspondendo ao gás natural comercializado. Após o processamento nestas unidades, o escoamento da produção ocorre mediante a utilização de modais de transporte.

Em termos de infra-estrutura de transporte de gás natural merece destaque o trecho brasileiro do gasoduto Bolívia-Brasil, atualmente o maior projeto de importação de gás natural implantado no país, ligando as reservas de *Rio Grande* (Bolívia) a Porto Alegre (RS), passando em cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná e Santa Catarina e Rio Grande do Sul), num total de 2.593 km de extensão de tubos de transporte no território brasileiro (TBG, 2006).

Com respeito aos projetos de importação, também no Sul do país, além do gasoduto de suprimento de gás natural à termelétrica na cidade de Uruguaiana (RS), deve-se destacar o projeto de extensão deste gasoduto até a cidade de Porto-Alegre, totalizando 615 km de extensão, visando atender simultaneamente a dois objetivos: (1) fornecimento de insumo para geração de eletricidade no estado do Rio Grande do Sul, que importa quantidade substancial deste energético; (2) servir de elemento de interligação entre as bacias gasíferas da Argentina, Brasil e Bolívia.

A seguir são apresentados parâmetros dos gasodutos em operação, construção e projetados, englobando a extensão e a capacidade de cada um destes gasodutos. Todos estes projetos consideram o transporte de gás natural através de gasodutos, e não explicitam projetos de GNL, embora seja aventada a possibilidade de construção de unidades de regaseificação de GNL no país, fato que ganha força na medida em que as fontes externas de suprimento de gás natural mostram-se instáveis.

Tabela 1-8 – Gasodutos em *Operação* no País.

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (milhões de m ³ /dia)
Guamaré-Pecém (GASFOR)	383	0,80
Guamaré-Cabo (Nordestão I)	424	0,85
Alagoas-Pernambuco (GASALP)	204	2,00
Alagoas-Catu (GASEB)	203	1,10
Gasoduto da Bahia	32	1,00
Santiago-Camaçari	32	1,80
Cadeias-Camaçari	37	0,60
Aratu-Camaçari	20	0,70
Lagoa Parada-Vitória	100	1,00
Urucu-Coari	280	4,00
Cabiúnas-REDUC	183	4,00
REDUC-ESVOL (GASVOL)	95,2	4,00
REDU-REGAP (GASBEL BH)	357	2,00
ESVOL-São Paulo	325,7	4,00

Fonte: CTGÁS (2006).

Tabela 1-9 – Gasodutos em *Construção* no País.

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (milhões de m ³ /dia)
Juruá-Urucu	150	n.d.
Urucu-Porto Velho	550	2,0-3,0
Coari-Manaus	420	5,5
Uruguaiiana-Porto Alegre	605	4,1
Campinas-Rio de Janeiro	448	8,6
Nordestão II	554,3	n.d.

Fonte: CTGÁS (2006).

Tabela 1-10 – Gasodutos *Projetados* no País.

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (milhões de m ³ /dia)
Sudoeste-Nordeste (GASENE)	1.200	20,0

Fonte: CTGÁS (2006).

Tabela 1-11 – Gasodutos *em Estudo* no País.

Gasoduto	Extensão (km)	Capacidade (milhões de m ³ /dia)
São Carlos-Belo Horizonte	550	7,5
Gasoduto da Unificação Nacional (GASUN)	5.100	30,0
Venezuela-Brasil	n.d.	n.d.
Peru-Brasil	n.d.	n.d.

Fonte: CTGÁS (2006).

■ 1.3.2. Perspectivas no Médio Prazo

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente, Bacia de Santos. Embora os estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos não permitem prever um cenário de baixos custos de desenvolvimento das reservas da Bacia de Santos. Existe ainda o desenvolvimento da produção de gás natural associado dos campos de Golfinho (gás natural associado; 2,7 milhões de m³/dia) e do Parque das Baleias (gás natural associado; 2,5 milhões de m³/dia).

A Petrobrás e seus parceiros deverão investir cerca de US\$ 18 bilhões, nos próximos 10 anos, em atividades de exploração e produção na Bacia de Santos. O Plano Diretor da Petrobrás prevê um acréscimo de cerca de 12 milhões de m³/dia no fornecimento de gás ao mercado do Sudeste, já a partir do segundo semestre de 2008. Até o final de 2010, esse volume deverá elevar-se para, aproximadamente, 30 milhões de m³/dia, contribuindo significativamente para reduzir a dependência nacional do gás importado.

A Bacia de Santos se estende pelo litoral sul do Estado do Rio de Janeiro, passando por toda a costa de São Paulo e do Paraná, e pela parte norte do litoral de Santa Catarina. A Petrobrás e seus parceiros detêm 40.663 km² de concessões exploratórias nessa bacia. Cerca de 52% da área sob concessão localizam-se no Estado de São Paulo. O restante está situado nos estados do Rio de Janeiro (35%), Santa Catarina (7%) e Paraná (6%). A produção da Bacia de Santos contribuirá para a consolidação do mercado brasileiro de gás natural e para a auto-suficiência no abastecimento de petróleo do país. O desenvolvimento da Bacia de Santos envolve cinco pólos de produção.

Merluza, localizado no Estado de São Paulo, a cerca de 200 km de Santos, o pólo Merluza produz atualmente 1,2 milhão de m³/dia de gás e 1.600 barris por dia de condensado. Esse pólo tem potencial para atingir uma produção de 9 a 10 milhões de m³/dia de gás em 2010 (Fonte: Site da Petrobrás).

Mexilhão, também localizado no Estado de São Paulo, a cerca de 140 km do Terminal de São Sebastião, o pólo Mexilhão terá capacidade para produzir até 15 milhões de m³/dia de gás e 20 mil barris/dia de óleo e condensado. O principal projeto desse pólo, que inclui o campo de Mexilhão e a área de Cedro, produzirá de 8 a 9 milhões de m³/dia de gás a partir do segundo semestre de 2008. A capacidade total desse pólo deverá ser atingida no início da próxima década, com a entrada em produção de novas áreas localizadas no entorno e em horizontes mais profundos do campo de Mexilhão.

BS-500, cujo desenvolvimento, localizado no Estado do Rio de Janeiro, a cerca de 160 km da capital, prevê a instalação de sistemas de produção de gás e óleo. Deverá produzir, no futuro, cerca de 20 milhões de m³/dia de gás e de 150 a 200 mil barris/dia de óleo.

Sul, pólo situado a cerca de 200 km da costa dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina. O Plano Diretor da Bacia de Santos prevê, também, a implantação de novos projetos para o pólo Sul, estimando-se uma produção futura de cerca de 140 mil barris/dia de óleo e de 3 milhões de m³/dia de gás.

Centro, em fase de desenvolvimento exploratório, situa-se a cerca de 250 km da costa dos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro. A Petrobrás aposta no grande potencial dessa área, também denominada de “cluster” da Bacia de Santos. Confirmadas as expectativas da área, uma das possibilidades de aproveitamento da produção local será o envio do gás para a plataforma de Mexilhão e sua transferência para tratamento na planta a ser construída no litoral paulista.

■ 1.4. Carvão Mineral

■ 1.4.1. Comparativo Internacional das Reservas de Carvão

O carvão mineral é uma mistura de hidrocarbonetos que, de acordo com o Atlas da Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2005), é classificado de acordo com a sua qualidade em: turfa, de baixo conteúdo carbonífero, que constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; linhito, que apresenta teor de carbono que varia de 60% a 75%; carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, que contém entre 75% e 85% de carbono; e antrácito, o mais puro dos carvões, que apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90%.

Apesar de ser um combustível potencialmente poluente, o carvão deve continuar desempenhando um importante papel como fonte de energia no cenário mundial, devido à disponibilidade de enormes reservas que estão geograficamente espalhadas no mundo e ao desenvolvimento de tecnologias limpas de carvão (*clean coal technologies*). Tal característica livra o abastecimento energético das limitações geopolíticas ou de questões de segurança. Além disso, o carvão está disponível em uma grande variedade de formas e pode ser facilmente estocado nas proximidades dos centros consumidores. Mais do que, isso não depende de condições climáticas podendo ser utilizado como *backup* para geração eólica e hidrelétrica. Ademais, o investimento para a extração do carvão é cerca de 5 vezes inferior ao investimento necessário à extração do gás natural e cerca de 4 vezes inferior ao investimento para extração do petróleo sendo o transporte de carvão também vantajoso por não necessitar de dutos de alta pressão ou rotas dedicadas.

Reservas no Mundo. Segundo o *International Energy Outlook 2006* (IEO 2006/DOE), o total de reservas recuperáveis de carvão atualmente no mundo é de cerca de 1,001 bilhões toneladas — suficiente para aproximadamente 180 anos sob assunção do atual consumo. Historicamente, as estimativas permanecem aproximadamente estáveis apesar de um declínio de 1,174 bilhões toneladas no começo de 1990 para 1,083 bilhões tons em 2000 e 1,001 bilhões toneladas in 2003. A estimativa mais recente inclui ajustamentos provenientes das reservas alemãs, significando mais restrições no tocante à qualidade do carvão que revisão de quantitativos.

Box – Definições e Caracterizações

- **Carvão mineral** - O carvão mineral é uma mistura de hidrocarbonetos formada pela decomposição de matéria orgânica durante milhões de anos, sob determinadas condições de temperatura e pressão.

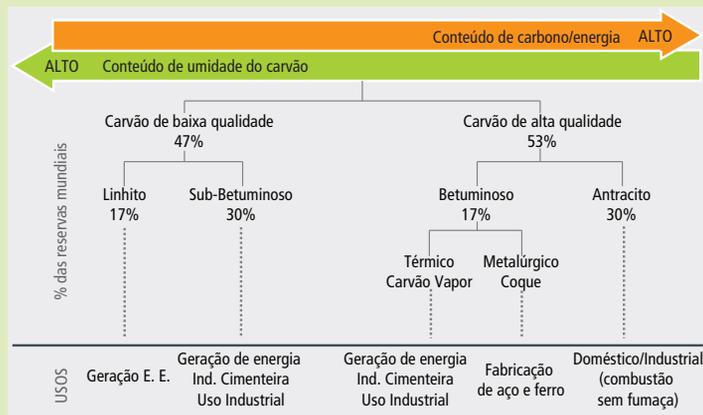
- **Turfa, Hulha, Linhito e Antracito** - De acordo com o Atlas da Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2005), esse combustível fóssil é classificado, de acordo a sua qualidade em: turfa, de baixo conteúdo carbonífero, que constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; Linhito, que apresenta teor de carbono que varia de 60% a 75%; carvão betuminoso (Hulha), mais utilizado como combustível que contém entre 75% e 85% de carbono; e Antracito, o mais puro dos carvões, que apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90%.

- A **Hulha** é composta de carbono, restos vegetais parcialmente conservados, elementos voláteis, detritos minerais e água. É empregada tanto como combustível quanto como redutor de óxidos de ferro e, graças a suas impurezas, na síntese de milhares de substâncias de uso industrial

- O **Linhito** é empregado na siderurgia, como redutor, graças a sua capacidade de ceder oxigênio para a combustão como matéria-prima na carboquímica..

- O **Antracito**, última variedade de carvão surgida no processo de encarbonização, caracteriza-se pelo alto teor de carbono fixo, baixo teor de compostos voláteis, cor negra brilhante, rigidez e dificuldade com que se queima dada sua pobreza de elementos inflamáveis. É usado como redutor em metalurgia, na fabricação de eletrodos e de grafita artificial. Uma de suas principais vantagens consiste em proporcionar chama pura, sem nenhuma fuligem. Para combustão em caldeira, é preferível o carvão com pequeno teor de cinza e quantidades moderadas de matéria volátil, condições que proporcionam bom rendimento térmico.

Figura 1-12 – Tipologia do Carvão, Distribuição no Mundo e Principais Usos



As reservas mundiais são relativamente bem distribuída. De fato, 75 países possuem reservas expressivas, sendo que 67% das reservas de carvão situam-se em quatro países: Estados Unidos (27 %), Rússia (17 %), China (13 %), e Índia (10 %). Em 2003, estes quatro países perfizeram 63 % de toda a produção mundial de carvão. Com respeito a qualidade, carvão antracito e betuminoso respondem por 53 % de todo o carvão mundial (em toneladas), carvão sub-betuminoso por 30 %, e linhito por 17 %.

Tabela 1-12 – Reservas Recuperáveis de Carvão (em bilhões de ton)

Região/País	Betuminoso e Antracito	Sub-betuminoso	Linhito	TOTAL
TOTAL Mundo	530.4	297.0	173.4	1,000.9
Estados Unidos	125.4	109.3	36.0	270.7
Rússia	54.1	107.4	11.5	173.1
China	68.6	37.1	20.5	126.2
Índia	99.3	0.0	2.6	101.9
Outros Não-OCDE	50.1	18.7	31.3	100.1
Austrália e Nova Zelândia	42.6	2.7	41.9	87.2
África	55.3	0.2	*	55.5
Europa OCDE	19.5	5.0	18.8	43.3
Outros Não-OCDE Ásia	1.4	2.0	8.1	11.5
Brasil	0.0	11.1	0.0	11.1
Outros América Central e Sul	8.5	2.2	0.1	10.8
Canadá	3.8	1.0	2.5	7.3
Outros	1.8	0.4	0.1	2.3

Fonte: IEO (2006).

Tabela 1-13 – Produção de Carvão para Países e Regiões Seleccionadas (em milhares de ton)

Região/ Países Seleccionados	Antracito	Betuminoso	Linhito
Canadá	0	56.726	11.756
México	0	10.581	0
Estados Unidos	1.292	984.094	86.366
América do Norte	1.292	1.051.401	98.123
Argentina	0	57	0
Brasil	0	5.121	0
Chile	0	487	0
Colombia	0	55.147	0
Paraguai	0	0	0
Peru	17	0	0
Venezuela	0	7.289	0
América do Sul e Central	17	68.102	0
Europe	9.765	262.612	548.441
Eurasia	28.039	331.346	111.860
Oriente Médio	0	1.327	0
África	1.348	268.408	0
Austrália	0	302.975	74.292
China	335.314	1.427.726	74.513
Índia	0	398.106	30.818
Ásia & Oceania	357.358	2.293.987	214.914
Mundo	397.821	4.277.184	973.337

Fonte: AIE (2003).

Comércio Internacional. Em comparação à produção mundial, o comércio internacional de carvão é relativamente pequeno. Cinco países exportadores dominam o mercado: Austrália, China, Indonésia, África do Sul e Colômbia. Colômbia e Venezuela são importantes exportadores de carvão de baixo custo da América do Sul e, de acordo com o EIA/DOE (2005), deverão aumentar a sua participação nas importações europeias deslocando fornecedores dos EUA e da Polônia.

■ 1.4.2. Recursos e Reservas

A quantificação das reservas de carvão é baseada em critérios geológicos, de mineração e econômicos. Entretanto, a forma com que essas estimativas são feitas varia de país para país, pois não há até o momento nenhuma padronização internacional.

No Brasil, os critérios de quantificação das reservas minerais são definidos pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Nos anuários estatísticos da DNPM são divulgados dados de reservas medidas, indicadas e inferidas. Esta classificação é feita de acordo com o grau de conhecimento da jazida.

Podem ser encontrados Linhito e carvão sub-betuminoso em vários estados brasileiros como Minas Gerais, São Paulo, Bahia, Pernambuco, Piauí, Maranhão, Pará, Amazonas e Acre. As reservas aproveitáveis estão localizadas na região Sul, nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. A Tabela 1-14 mostra os dados de reservas de carvão para a região Sul do Brasil.

Tabela 1-14 – Reservas de Carvão na Região Sul (em milhões de ton)

Unidade da Federação	Quantidade		
	Medida	Indicada	Inferida
Paraná	4,6		
Rio Grande do Sul	5.280,8	10.100,3	6.317,1
Santa Catarina	1.424,8	601,5	217,2

Fonte: DNPM (2005).

A principal jazida brasileira é Candiota. Localizada no sul do estado do Rio Grande do Sul, ela possui as maiores reservas e também as camadas de carvão de maior espessura com grande continuidade e pequena cobertura, características que proporcionam uma lavra em larga escala. O mineral, entretanto, não é de boa qualidade, sendo seu uso feito na forma de *run-of-mine* (ROM), ou seja, na forma bruta, e na boca da mina, já que não admite beneficiamento e custos de transporte.

No mesmo estado, na parte central, existem jazidas cujo carvão admite algum beneficiamento e transporte de curta distância. Entretanto, como estão localizadas em áreas de solo irregular, seu aproveitamento em larga escala é dificultado. São dez jazidas no total, dentre elas destacam-se Charqueadas, Leão, Iruí e Capané.

Tabela 1-15 – Jazidas do Rio Grande do Sul

Jazida	PC (kcal/kg)	Carbono (%)	Cinzas (%)	Enxofre (%)
Candiota	3.200	23,3	52,5	1,6
S.Terezinha	3.800 – 4.300	28,0 – 30,0	41,0 – 49,5	0,5 – 1,9
Morungava/ Chico Lomã	3.700 – 4.500	27,5 – 30,5	40,0 – 49,0	0,6 – 2,0
Charqueadas	2.950	24,3	54,0	1,3
Leão	2.950	24,1	55,6	1,3
Iruí	3.200	23,1	52,0	2,5
Capané	3.100	29,5	52,0	0,8

Fonte: DNPM (2005).

Continuando no Rio Grande do Sul, entre a cidade de Porto Alegre e litoral, encontram-se as jazidas de Morungava/Chico Lomã e Santa Terezinha, com aproximadamente 16% das reservas medidas do país. Trata-se de um carvão energético de qualidade melhor (de médio a rico). Na jazida de Santa Terezinha, o carvão é coqueificável e, teoricamente, permitiria a retirada por beneficiamento de produtos nobres, admitindo transporte a médias e longas distâncias, que pode abastecer a região sul do país. Contudo, tratam-se de jazidas totalmente em subsolo e muito profundas em algumas partes (até 800 m de profundidade). Para o seu aproveitamento seriam necessários altos investimentos em novas minas, pois atualmente não há nenhuma infra-estrutura mineira na região. A Tabela 1-15 apresenta algumas características do carvão encontrado nas jazidas localizadas no Rio Grande do Sul.

No estado de Santa Catarina as minas de Barro Branco e Bonito estão localizadas na bacia sul-catarinense e representam cerca de 21% das reservas medidas oficiais brasileiras. Trata-se de um carvão pobre para a coqueificação e de poder energético que pode ser classificado como de pobre a médio, admitindo algum beneficiamento e transporte a curta distância. As partes a céu aberto e de subsolo rasas já foram quase todas mineradas, de modo que há uma crescente dificuldade dessa jazida em manter um ritmo intenso de lavra, com minas profundas e estruturalmente difíceis. A Tabela 1-16 apresenta as características do carvão das referidas minas.

Tabela 1-16 – Jazidas de Santa Catarina

Jazida	PC (kcal/kg)	Carbono (%)	Cinzas (%)	Enxofre (%)
Barro Branco	2.700	21,4	62,1	4,3
Bonito	2.800	26,5	58,3	4,7

Fonte: DNPM (2005).

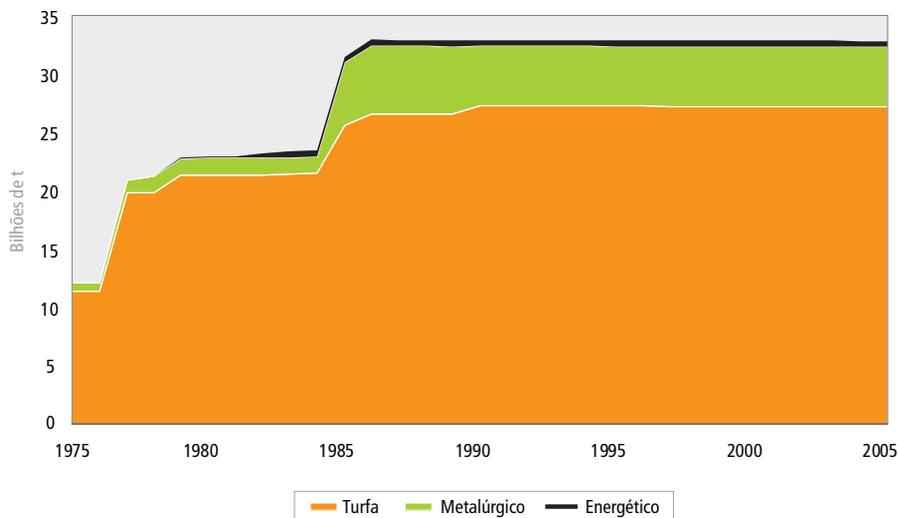
Finalmente, têm-se na região central do Paraná as jazidas de Cambuí e Sapopema, com um carvão energético médio, representando menos de 1% das reservas medidas oficiais do país. A Tabela 1-17 apresenta as características do carvão de tais jazidas.

Tabela 1-17 – Jazidas do Paraná

Jazida	PC (kcal/kg)	Carbono (%)	Cinzas (%)	Enxofre (%)
Cambuí	4.850	30	45	6
Sapopema	4.900	30,5	43,5	7,8

Fonte: Carvalho (2005).

Figura 1-13 – Recursos e Reservas de Carvão Mineral no Brasil (em bilhões de ton)



Nota: Inclui recursos e reservas medidas, indicadas e inferidas.

Fonte: BEN - EPE/MME (2006).

A Figura 1-13 apresenta o quantitativo das reservas de carvão mineral do Brasil, e evidencia os esforços exploratórios desde a décadas de 70 e 80.

■ 1.5. Estrutura do Parque de Refino

O petróleo não é uma substância pura e sim uma complexa mistura de compostos orgânicos e inorgânicos em que predominam os hidrocarbonetos. Ele por si tem pouquíssimas aplicações práticas, servindo quase que tão somente como óleo combustível.

Sendo assim, durante o refino, o petróleo é submetido a uma série de processos, definidos segundo o tipo de petróleo utilizado (que geralmente é uma mistura de um ou mais tipos diferentes de petróleo) e os derivados que se pretende produzir. Em resumo, os esquemas de refino tentam compatibilizar o perfil do mercado consumidor com o elenco de petróleos disponível para processamento.

Box – Refinarias

• **O processo** - 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.

• As unidades de destilação primária são responsáveis pelo processo principal de separação, sendo encontradas em todas as refinarias. No entanto, dificilmente são encontradas isoladamente, em virtude da quantidade limitada de derivados nobres produzidos por esse processo.

• O desenvolvimento tecnológico da indústria do refino de petróleo, através da introdução de novos processos de conversão, subseqüentes à destilação primária, permitiu que a produção de derivados, inicialmente em proporções fixas, se adaptasse à necessidade de processar diferentes tipos de petróleo e atender à demanda por derivados com características específicas de qualidade e quantidade.

• **O craqueamento catalítico** tem sido, por muitos anos, a principal unidade de conversão da refinaria, em função de melhorias contínuas em seu projeto mecânico, assim como nos catalisadores empregados.

• **O coqueamento retardado** é um processo que surgiu inicialmente para craquear resíduos com o intuito de produzir uma quantidade maior de gasóleo para craqueamento, contribuindo para aumento da produção de óleo diesel.

• Os processos de tratamento, como o **HDT**, ganharam importância principalmente na década de 80, com a intensificação das regulamentações ambientais em todo o mundo, especialmente nos Estados Unidos. Por meio do uso de hidrogênio são retirados contaminantes, tais como enxofre e nitrogênio, dos derivados que devem ser tratados para atender às legislações ambientais.

■ 1.5.1. Comparativo Internacional

Constata-se que, a evolução da capacidade e da complexidade da atividade de refino está diretamente relacionada às mudanças ocorridas na demanda de derivados de petróleo. O aumento dos investimentos em unidades de conversão resulta do crescimento da demanda por produtos mais leves, gasolina e destilados, conforme a região. Por outro lado, investimentos em unidades de hidrotreatamento decorrem de especificações mais severas para os combustíveis, principalmente quanto ao teor de enxofre. Dos 85,7 milhões de barris/dia de capacidade de refino existentes no mundo em 2005, a maior parte se concentrava na Europa e Eurásia (aproximadamente 30%), seguida pela Ásia/Pacífico (aproximadamente 26%) e pela América do Norte (aproximadamente 24%).

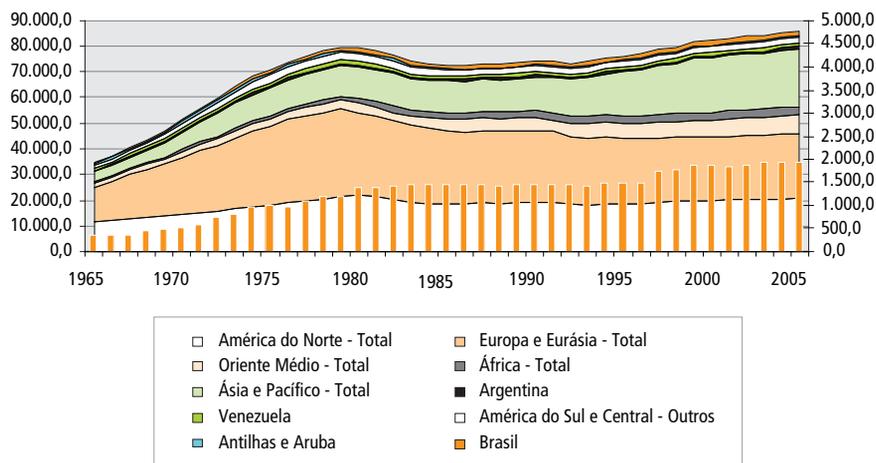
Observa-se que a região onde ocorreu significativo aumento da capacidade instalada foi Ásia/Pacífico: sua capacidade instalada cresceu de 21% para 26% da capacidade total entre 1994 e 2004. A capacidade instalada do Japão, apesar de ainda ser a mais significativa da região, vem decrescendo, principalmente a partir de 1999. Por outro lado a capacidade de refino na China cresceu significativamente, em torno de 63%, no período, assim como a capacidade de refino da Coreia do Sul e na Índia, que cresceram 61% e 134%, respectivamente (BP, 2006).

Principais Condicionantes da Expansão. É importante registrar que a capacidade instalada de refino e a demanda por derivados caminham juntas na maioria das regiões, indicando que as refinarias localizam-se usualmente nas proximidades dos centros de consumo, de forma a suprir a demanda local. Grandes mercados não devem incorrer em déficits elevados no balanço de derivados, pois existe o risco de desabastecimento decorrente da incapacidade do mercado internacional em atender suas necessidades.

Nos mercados maduros os refinadores estão num estágio de consolidação das operações, racionalização e maximização da capacidade das plantas existentes. Os investimentos realizados em refino estão focados nas especificações de produtos. Na América do Norte observa-se que a demanda é superior à capacidade instalada de refino e que o processamento de petróleo está bem próximo da capacidade instalada. Na Europa existe um excedente de capacidade produtiva e a demanda está equilibrada com o processamento efetivo de petróleo. O excedente de capacidade se refere à capacidade de produção de gasolina que é exportada preponderantemente para os Estados Unidos.

Nas Américas do Sul e Central o processamento de petróleo está próximo da demanda por derivados e existe um pequeno excedente de capacidade instalada que pode ser usado para atendimento da própria demanda da região, que tende a crescer, ou para exportação de derivados (Ver Figura 1-14).

Figura 1-14 – Evolução da Capacidade de Refino no Mundo por Região em Milhares de Barris por dia. (em milhares de barris/dia)



Nota: Eixo Secundário é o Detalhamento da Produção Brasileira Também Contabilizada na Produção Total.

Fonte: BP (2006).

De maneira geral, as refinarias têm acompanhado o aumento da demanda por derivados mais leves, em decorrência de investimentos em unidades de conversão. Constata-se que a taxa de conversão nas refinarias vem aumentando em diferentes regiões do mundo. Enquanto a quantidade de resíduos tende a aumentar, em decorrência da tendência de processamento de crus cada vez mais pesados, a demanda por produtos pesados tende a diminuir. Assim, torna-se necessária a implantação de unidades de processamento de fundo de barril que transformam produtos pesados em produtos mais leves e de maior valor agregado.

Da mesma forma, as refinarias têm atendido às especificações mais rígidas para os derivados por meio de investimentos em unidades de tratamento, o que, conseqüentemente, vem contribuindo para o aumento da complexidade das instalações.

Tabela 1-18 – Capacidade Instalada de Refino no Mundo (em milhares de barris/dia)

Capacidade de Refino	2000	2001	2002	2003	2004	2005
América do Norte - Total	19.937,0	20.183,0	20.143,0	20.316,0	20.503,0	20.725,0
Europa e Eurásia - Total	24.643,0	24.622,0	24.929,0	25.055,0	25.070,0	25.030,0
Oriente Médio - Total	6.362,0	6.662,0	6.814,0	6.944,0	7.109,0	7.179,0
África - Total	3.034,0	3.217,0	3.294,0	3.313,0	3.311,0	3.311,0
Ásia e Pacífico - Total	21.435,0	21.636,0	21.757,0	21.566,0	22.403,0	22.694,0
América Sul e Central - Total	6.544,0	6.478,0	6.567,0	6.613,0	6.627,0	6.763,0
Brasil	1.863,0	1.823,0	1.868,0	1.940,0	1.940,0	1.940,0
Argentina	626,0	614,0	611,0	611,0	611,0	611,0
Venezuela	1.280,0	1.277,0	1.277,0	1.277,0	1.277,0	1.357,0
Outros América do Sul e Central	2.230,0	2.219,0	2.266,0	2.240,0	2.254,0	2.285,0
Antilhas e Aruba	545,0	545,0	545,0	545,0	545,0	570,0

Fonte: BP (2006).

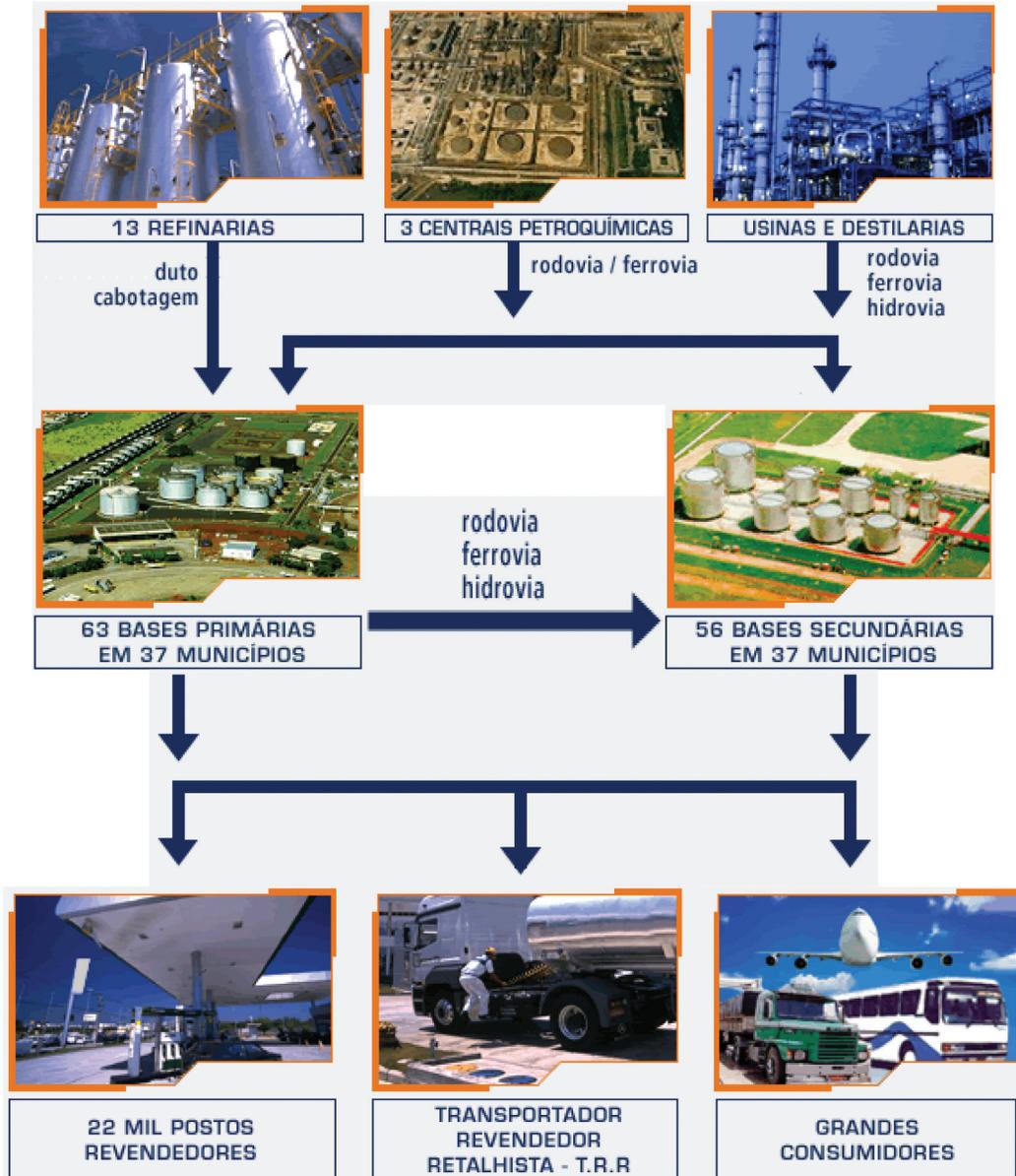
■ 1.5.2. Logística de transporte e distribuição de derivados petróleo.

Aspectos Gerais. Oleodutos e gasodutos existentes no Brasil totalizam uma rede de 10 mil quilômetros e, juntamente com os 500 tanques de armazenamento de petróleo e derivados e 80 esferas onde é armazenado o gás liquefeito de petróleo (GLP), formam uma complexa estrutura de logística.

Dos campos de produção, o petróleo é transportado, por oleodutos e/ou navios, para os terminais da Transpetro. De lá, segue por oleodutos até as refinarias. Após o refino, uma parcela dos derivados é novamente transportada pelos dutos até os terminais, para, em seguida, ser entregue às companhias distribuidoras que vão abastecer o mercado.

Box – Quadro Resumo da Logística de Transporte

Figura 1-15 -Logística de Transporte de Petróleo e Derivados



Fonte: SINDICOM (2006).

Os derivados são comumente transportados pelos modais rodoviário, ferroviário, dutoviário e aquaviário², podendo-se fazer uso de uma combinação destes para alcançar o consumidor final do produto (Ver Quadro Resumo). Diversos fatores, tais como os custos de oportunidade, de estocagem e manuseio, taxas, seguros e deterioração dos produtos armazenados por um longo tempo influenciam o nível dos estoques, determinando que este seja o menor possível. Tais fatores, aliados à infra-estrutura necessária para a utilização de navios, determinam as diferenças existentes nas escalas de transporte. Para diversas regiões do Brasil, o sistema portuário existente, assim como a tancagem nos terminais aquaviários, permitem apenas a atracação de navios com uma menor capacidade.

Constata-se que, dentre os setores de infra-estrutura, o setor de transportes, em particular, sofreu seguidos cortes nos recursos destinados a investimentos nos últimos anos, o que resultou, entre outras coisas, na significativa deterioração da malha rodoviária federal. Tal situação se reverteu em 2005 e a análise dos gastos da função transporte mostra que a grande maioria dos investimentos foi dirigida ao setor rodoviário. De um total de R\$ 2 bilhões pagos, cerca de 86% foram gastos em projetos de adequação e restauração da malha viária, ou seja, em estradas de rodagem. O restante dos pagamentos correspondeu a projetos em infra-estrutura de transporte ferroviário (10,3%), setor portuário (2,7%), transporte hidroviário (0,6%) e ações administrativas e de estudos e planejamento (0,4%).

A maior obra realizada em 2005 foi a recuperação da infra-estrutura portuária do terminal salineiro de Areia Branca (RN), sendo este porto o maior destino de recursos (19% do total pago). Em seguida, vieram o porto de Santos, com 16,1% dos pagamentos, e os portos de Salvador e do Rio de Janeiro com, respectivamente, 15,5% e 15,2%.

Transporte marítimo

A Fronape (Frota Nacional de Petroleiros) foi criada em 1949, e iniciou suas atividades em 1950. Com a criação da Petrobrás, tornou-se órgão operacional desta empresa, e assim permaneceu até ser absorvida pela Transpetro, em 1999. Maior armadora da América Latina, a Transpetro conta com uma frota de 51 navios petroleiros e contribui de maneira fundamental para garantir o escoamento da crescente produção brasileira de petróleo.

Toda a frota da Transpetro é fretada à Petrobrás em contratos por tempo (TCP)³. A *Fronape International Company* (FIC) é uma subsidiária da Transpetro que também atua no mercado de transporte marítimo.

Os navios são utilizados no transporte de petróleo e derivados do exterior para os terminais marítimos brasileiros, e do Brasil para o exterior. Efetam também o transporte desses produtos ao longo da costa brasileira. Em geral, refinarias requerem instalações portuárias para receber petróleo e escoar derivados para outras regiões ou países e, em locais com águas mais rasas, existe a necessidade de construção de instalações afastadas da costa para receber navios de petróleo e derivados. A Figura 1-16 apresenta os principais portos existentes no país.

² Pode ser dividido em marítimo de longo curso e cabotagem (nos mares e oceanos) e fluvial (nos rios e demais hidrovias interiores).

³ Atualmente são fretados navios em diversas modalidades. Entre outras, existem a modalidade TCP (Time Charter Party), em que o fretador coloca a embarcação armada e equipada para realizar viagens que forem indicadas pelo afretador e a modalidade VCP (Voyage Charter Party), em que o contrato de afretamento é realizado para uma determinada viagem.

Figura 1-16 – Portos Existentes no Brasil



Fonte: Ministério dos Transportes - MT (2006).

Vale ressaltar que, no Brasil, apenas em um trecho do rio Solimões, entre os municípios de Coari e Manaus, no Estado do Amazonas, o transporte aquaviário de petróleo é realizado em hidrovias. Nesse trecho, devido às características da via fluvial utilizada, o transporte é realizado em navios petroleiros similares aos utilizados na cabotagem no país. O transporte fluvial é utilizado no Brasil principalmente para a distribuição dos derivados, sobretudo na região Norte. Um importante fator limitante é a própria via natural por onde o produto é transportado.

Terminais e transporte dutoviário

Os terminais constituem um elo fundamental no segmento *dowstream* da cadeia do petróleo, sendo compostos por um conjunto de instalações utilizadas para o recebimento, armazenagem e expedição de produtos.

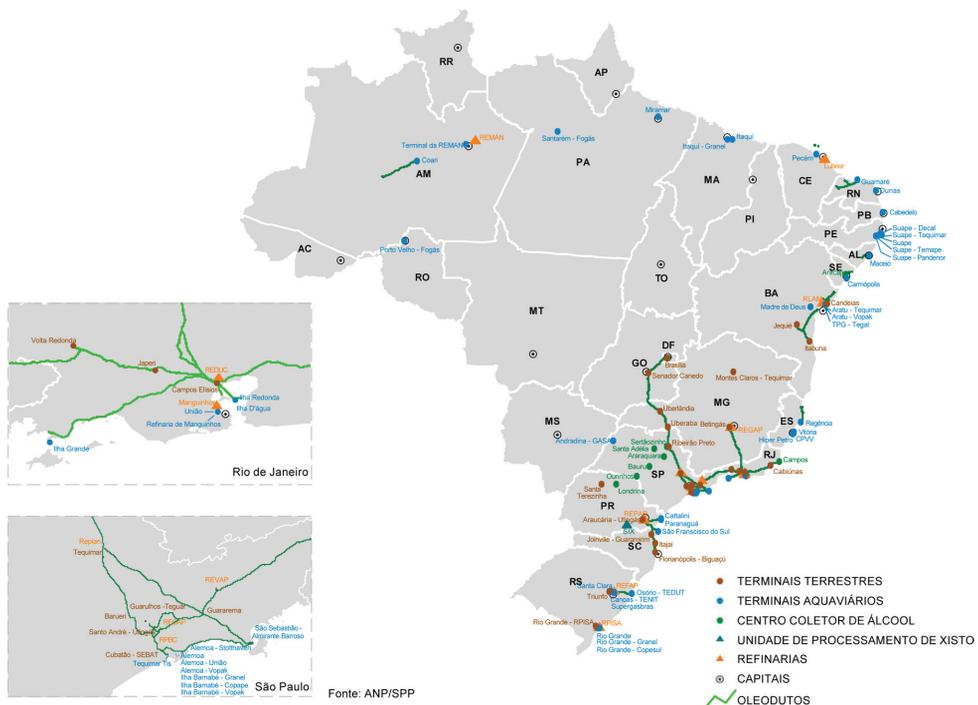
Para viabilizar a movimentação de petróleo, de seus derivados e de álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha, em 2006, de 75 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 44 terminais aquaviários e 25 terminais terrestres. Esses terminais possuem uma capacidade nominal de armazenamento de 9,5 milhões m³. A capacidade nominal de armazenamento subdivide-se em 5,3 milhões m³ destinados ao petróleo, 4,8 milhões m³ para os derivados (exceto GLP) e o restante (0,3 milhão m³) reservado para o armazenamento exclusivo de GLP (ANP, 2006).

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento nacional e o maior número de tanques autorizados: 65,9% e 71,3% do total, respectivamente.

Vale ressaltar que todas as refinarias também possuem parques de armazenamento (tancagem⁴) de petróleo e de derivados e sua capacidade de armazenamento varia em função de sua capacidade de processamento.

Com relação ao transporte pelo modal dutoviário, os principais dutos, em extensão e movimentação de produtos, interligam terminais localizados na costa brasileira às refinarias. O Brasil conta com uma infra-estrutura de refinarias e dutos concentrada basicamente na Região Sudeste e na parte litorânea (Figura 1-17).

Figura 1-17 - Infra-estrutura de Dutos e Terminais Existentes no Brasil



Fonte: ANP (2006).

4 Existem diferentes tipos de tanques de armazenamento: cilíndricos horizontais (de superfície e enterrados), cilíndricos verticais (tetos fixos, flutuantes,...), cavernas cavadas em rochas, vasos de pressão (cilíndricos verticais e horizontais), esferas.

■ 1.5.3. Estrutura do parque de Refino Nacional

Nos últimos anos verificou-se a ampliação da capacidade das unidades existentes nas refinarias brasileiras, principalmente as de destilação atmosférica e de craqueamento catalítico fluido, devido às folgas nos processos e a construção de novas unidades, principalmente unidades de HDT e coqueamento retardado, visando, respectivamente, à melhoria na qualidade dos derivados e ao aumento da produção de óleo diesel.

As ampliações previstas para as refinarias do sistema Petrobrás e apresentadas no Plano Decenal de Refino têm por objetivo o atendimento às necessidades de adaptação do refino para a próxima década. Tais necessidades envolvem as seguintes restrições:

- Necessidade de processamento do óleo pesado nacional;
- Redução na demanda por derivados pesados (óleo combustível);
- Aumento na demanda por derivados médios e leves (diesel e QAV, gasolina);
- Melhoria na qualidade dos produtos (redução dos teores de enxofre por razões ambientais)
- Redução dos custos operacionais do refino;
- Redução da entrada de produtos importados no mercado brasileiro.

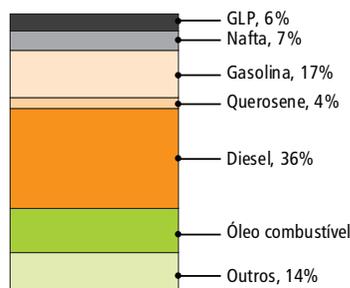
O Brasil possui hoje 13 refinarias em operação, 11 pertencentes à Petrobrás (30% da propriedade da Refap são da Repsol e 70% são da Petrobrás) e apenas duas delas privadas, representando menos de 2% da capacidade nacional de refino. Tomando-se como referência a capacidade de destilação atmosférica, a capacidade nominal 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. Em 2005, a capacidade era de 1.916 mil barris por dia (BEN, 2006). 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 a maior produção de derivados leves e médios, bem como adequação de qualidade. A Figura 1-18 apresenta a estrutura atual da produção de derivados do parque de refino nacional.

Tabela 1-19 – Principais Projetos de Expansão Previstos pela Petrobrás até 2012 para as Refinarias Existentes

Refinaria	Unidade	Capacidade (m ³ /dia)	Partida
REDUC	Revamp FCC	1.200	2008
	Coqueamento	5.000	2007
	HDT (nafta)	2.000	2008
	HDS (gasolina)	5.000	2007
	HDT (instáveis)	5.000	2011
	HCC	5.000	2013
REGAP	Revamp FCC	1.000	2011
	Coqueamento	3.200	2012
	HDT (instáveis)	1.000	2011
	Reforma Catalítica	1.000	2011
	HDS (gasolina)	4.000	2008
REFAP	HDS (gasolina)	4.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2010
RLAM	Revamp destilação	2.000	2012
	HDS (gasolina)	16.000	2009
	Coqueamento	4.000	2012
	HDT (nafta)	2.500	2012
	HDT (instáveis)	8.500	2010
	HDT (instáveis)	7.000	2015
	Reforma catalítica	2.000	2014
	Destilação	5.000	2008
REPAR	HDT (instáveis)	6.000	2009
	Coqueamento	5.000	2009
	HDT (nafta)	3.000	2009
	HDS (diesel)	5.000	2008
	HDS (gasolina)	5.000	2007
	Reforma catalítica	1.000	2009
	Coqueamento	5.000	2009
REVAP	HDT (instáveis)	6.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2014
	HDT (nafta)	3.000	2009
	HDS (gasolina)	7.000	2009
	Reforma Catalítica	1.500	2009
	Destilação	5.000	2008
REPLAN	Coqueamento	5.000	2011
	HDT (instáveis)	10.000	2011
	HDS (gasolina)	16.000	2009
	Reforma catalítica	2.500	2009
	HDS (gasolina)	5.000	2008
RPBC	Revamp Reforma Catalítica	550	2008
	Coqueamento	2.700	2009
	HDT (nafta)	2.200	2008
	HDS (gasolina)	2.000	2010
RECAP	HDS (diesel)	4.000	2010
	HDS (gasolina)	2.000	2010
LUBNOR	Ampliação destilação	1.000	2009

Fonte: Petrobras (2006).

Figura 1-18 – Estrutura da Produção de Derivados do Refino Nacional



Fonte: ANP (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 Petrobrás 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, 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.

2. Cenários

■ 2.1. Cenários Mundiais

A técnica de cenários permite desde confecção de cenários mundiais até a de cenários particulares de oferta ou de tecnologias, significando um exercício rico, porém longo. Nesta versão apenas um cenário macroeconômico foi evoluído para a Matriz Energética 2030, ainda que análises de sensibilidade tenham sido realizadas. A saber, o cenário B1, associado ao cenário mundial “Arquipélago”.

Box – A Técnica de Cenários

• **A Técnica de Cenários** - O Método de Cenários é um método de planejamento estratégico que muitas organizações utilizam para realizar o seu planejamento de longo-prazo. Em muito, trata-se de uma adaptação do método de planejamento oriundo da inteligência militar. O método básico delinea-se pela geração de jogos de simulação para posterior tomada de decisão. Tais jogos combinam fatos conhecidos sobre o futuro, tais como demografia, geografia, arranjos sócio-políticos, análise institucional, recursos a disposição e infra-estrutura com outras alternativas plausíveis, as quais são consideradas as forças diretoras do cenário. A consistência dos cenários é realizada posteriormente por meio de descrições e métodos variados. O Planejamento por Cenários pode incluir elementos antecipatórios que são difíceis de precisar ou formalizar, tais como elementos culturais, interpretações subjetivas da realidade, mudanças regulatórias, revoluções etc. A combinação de fatos com tais alternativas são chamados “Cenários” e desenham os caminhos possíveis de realidade e interessantes de se analisar, prováveis ou não. Neste aspecto reside a utilidade da técnica. Ela compõe várias incertezas simultaneamente sendo muitas delas qualitativas. Se o interesse é manipular poucas destas incertezas outra técnica deve ser eleita. Assim procedendo, o analista pode compreender as fraquezas e pontos críticos da sua visão de futuro frente a ocorrência de uma situação de interesse. Finalmente, a técnica não é uma ferramenta de previsão. Mais precisamente, os Cenários são escolhidos porque são interessantes, não porque são os mais prováveis. Assim, nada impede que se estude um Cenário provável, não significando que não se possam eleger cenários críticos para se avaliar a resposta a uma crise, por exemplo, ainda que improvável.

• **Crítica da Shell** - Em 1970, muitas companhias de energia foram surpreendidas pela formação da OPEP e pelo surgimento do movimento ecológico, perdendo assim bilhões de dólares em receita. Tal evento induziu a Shell a passar a utilizar a técnica de cenários. Por outro lado, observou-se que apesar de extremamente bem elaborados, a técnica não era considerada efetivamente para a tomada de decisão

da empresa. Neste sentido, havia um hiato entre a cenarização e os processos de tomada de decisão atinentes, criando uma falsa sensação de conforto. A solução prescrita passou a ser então o envolvimento das Gerências das empresas na confecção e discussão dos Cenários. Em algumas empresas os Cenários passaram a ser construídos a partir das percepções da média e alta Gerência sobre a realidade.

Nesta seção apresentamos todos os cenários mundiais considerados inicialmente e, finalmente o cenário nacional associado analisado, contextualizando-os.

■ 2.1.1. Metodologia e Cenários Considerados

O contexto internacional que se apresenta como condição de contorno para os estudos do Plano Nacional de Energia 2030 e da Matriz Energética Brasileira 2030 foi analisado segundo três elementos básicos de incerteza, a saber:

- **Padrão de globalização**, que define o grau de conectividade entre as economias nacionais e/ou regionais (mobilidade dos fatores de produção);
- **Estrutura do poder político e 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 das relações China-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).

Dadas essas condições de contorno, os cenários foram quantificados e sintetizados na taxa de expansão da economia mundial. Em termos médios, ao longo do horizonte de estudo, em nenhum cenário se admitiu a continuidade do crescimento vigoroso registrado nos últimos anos, refletindo a redução progressiva das taxas de expansão das economias chinesa e indiana ao longo do período, ainda que se mantenham elevadas.

No cenário mais favorável (**Mundo Uno**), padrões de globalização elevados e intensos fluxos de comércio e de capitais mundiais, refletindo redução de barreiras protecionistas e maior influência do multilateralismo praticado por instituições como a OMC. Tais fatores que explicam uma taxa média de crescimento nos próximos 25 anos superior à média verificada nos últimos 30 anos (entre 1971 e 2002, conforme dados da AIE, a economia global cresceu ao ritmo de 3,3% ao ano) e aumento dos preços dos energéticos.

Em oposição, o cenário **Ilha** é marcado pelo não equacionamento do desequilíbrio macroeconômico norte-americano, levando ao esgarçamento das relações de comércio sino-americanas e afetando o modo como os déficits fiscal e comercial dos Estados Unidos têm sido financiados. Essa situação admite uma ruptura na trajetória de crescimento da economia e do comércio mundial, com elevação do custo do di-

nheiro e limitação, por certo período, da oferta de capitais para as economias emergentes, como resposta ao forte ajuste macroeconômico interno a que se obrigam os Estados Unidos.

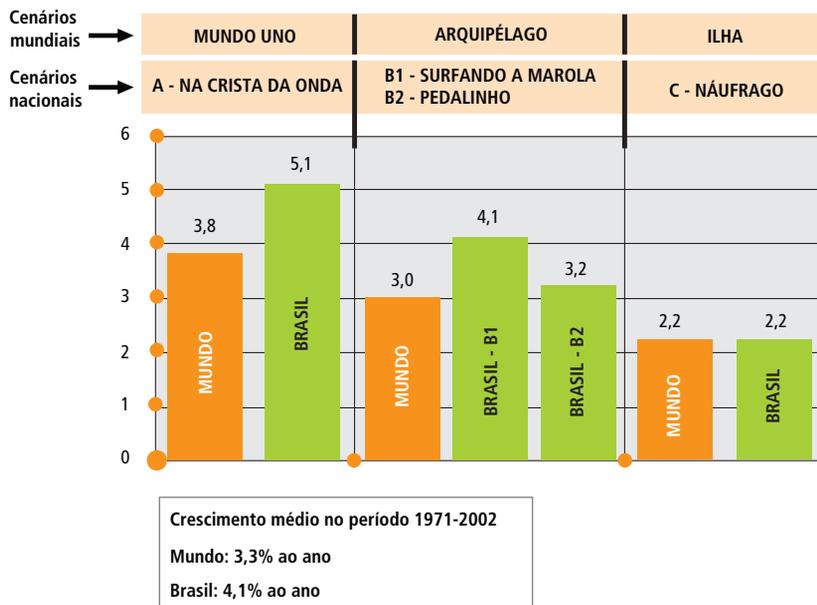
No cenário intermediário (**Arquipélago**), o aumento das transações comerciais e financeiras entre as nações resta prejudicado pelo relativo enfraquecimento das regras e instituições necessárias para que os mercados internacionais funcionem com eficiência. Em complemento, apesar da forte presença política e econômica norte-americana, o desequilíbrio macroeconômico de sua economia sugere o fortalecimento da zona do euro, uma aproximação comercial deste bloco com as economias asiáticas, notadamente China e Índia e, ainda, estimula a formação de outros blocos econômicos. 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.

Tabela 2-1 – Caracterização dos Cenários Mundiais

Incerteza Crítica	Denominação dos Cenários		
	Mundo Uno	Arquipélago	Ilha
Padrão de globalização	Conectividade máxima: multilateralismo	Conectividade parcial: blocos econômicos	Conectividade interrompida: protecionismo
Estrutura de poder político e econômico	Equilíbrio de forças e compartilhamento do poder político	Hegemonia dos blocos liderados aos Estados Unidos e da 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 do equilíbrio pelo esgarçamento das relações comerciais sino-americanas, seguida de reequilíbrio econômico
Solução de conflitos	Soluções negociadas	Conflitos localizados	Divergências acentuadas

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 2-1 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 2-1 – Cenários Nacionais (Taxas Médias de Crescimento do PIB no período 2005-2030, em % ao ano)



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 2-2 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.

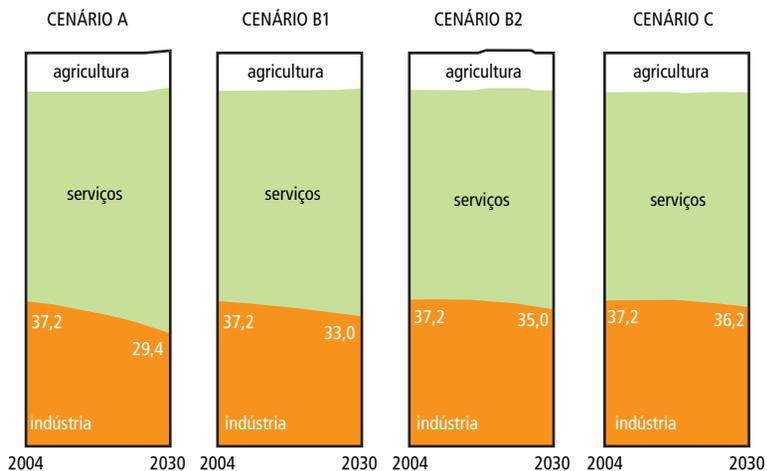
Tabela 2-2 – Consistência Macroeconômica dos Cenários Nacionais (em % do PIB)

	2005	2010	2020	2030
Cenário A				
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%
Cenário B1				
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%
Cenário B2				
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%
Cenário C				
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%

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.

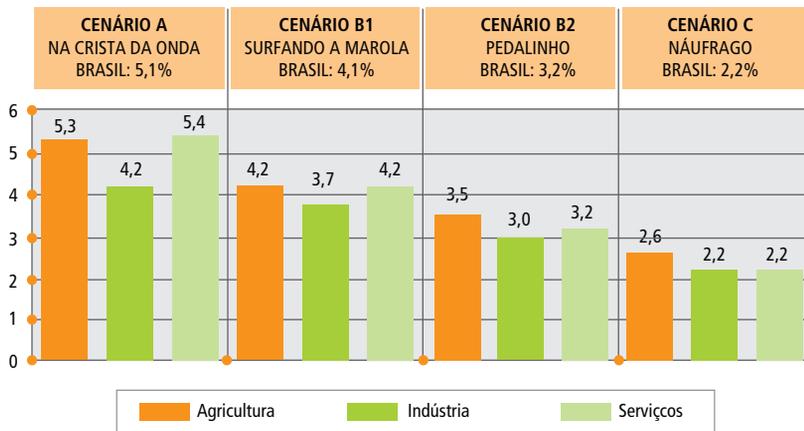
A Figura 2-2 apresenta as hipóteses para a evolução da estrutura produtiva da economia nacional para cada um dos quatro cenários formulados ao longo do horizonte deste estudo. Em todos eles, a indústria perde participação para o setor serviços, sendo essa perda maior nos cenários de maior crescimento.

Figura 2-2 – Cenários de Evolução da Estrutura Produtiva Nacional



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 2-3.

Figura 2-3 – Cenários Nacionais de Crescimento Setorial (Taxas médias de crescimento no período 2005-2030, em % ao ano)



Cenário Mundial Arquipélago e Outros Cenários Internacionais

No decorrer do trabalho, considerou-se o Cenário Mundial dito “Arquipélago” e o Cenário Nacional B1. O Plano Nacional de Energia, no entanto, ainda que não tenha efetivado as Ofertas Internas de Energia correspondentes, realizou o detalhamento da demanda de energia associado ao Cenário Alto. Este detalhamento é apresentado nos anexos da Matriz Energética Nacional 2030 e alguns comentários serão realizados ao longo da exposição. No que segue, detalhamos o Cenário **Arquipélago**, o qual baliza o Cenário Nacional.

Descrição. No cenário mundial, estilizado “Arquipélago”, o mundo se agrupa em blocos, caracterizando uma redefinição de fronteiras. A conectividade potencializada pelas novas tecnologias e infra-estruturas de rede torna-se realidade, mas o acesso não é alcançado da mesma maneira por todos. Os fluxos financeiros e comerciais se concentram entre algumas nações e intra-blocos.

Este Cenário é o que mais se alinha com os cenários mundiais indicados pela Agência Internacional de Energia e o Departamento de Energia dos Estados Unidos, providenciando natural substantivação e permitindo o alinhamento referencial com outros organismos

Uso dos Recursos. Sucintamente, no cenário mundial considerado, a mobilidade dos fatores de produção e o aproveitamento das vantagens competitivas permanecem restritos aos blocos formados, com a própria expansão da logística favorecendo a integração regional. Os conflitos ocorrem de maneira localizada e a insegurança institucional e jurídica também se apresenta com gravidades diferenciadas.

Mercado e Regulação. No caso do setor energético, alguns oligopólios regionais formam alianças protegendo seu mercado e a expansão da infra-estrutura e o acesso a reservas ocorre através de investimentos conjuntos. No tocante à Regulação, visualiza-se que os órgãos reguladores dos blocos regionais se esforçam para enfrentar o poder de mercado das corporações, sendo a regulação ambiental, moderada a nível global, e assumindo intensidades diferenciadas a nível regional.

Evolução da Matriz Energética. A evolução das matrizes energéticas regionais sofre interferências distintas conforme a relação corporação-Estado em cada bloco, sendo os recursos energéticos regionais mais aproveitados pelo protecionismo comercial e mantendo-se uma presença forte dos hidrocarbonetos na matriz energética mundial, com crescente aproveitamento da energia nuclear.

Box – Cenários Shell

Dois cenários foram elaborados pela Shell para 2050:

- ***Dynamics as Usual*** – Neste cenário há busca por uma energia limpa, e por um sistema “sustentável”. A demanda por petróleo continua a crescer para os próximos 25 anos, mesmo que de maneira desacelerada. O uso do gás natural se expande rapidamente e após 2010, dois terços das plantas de carvão dos EUA com mais de 40 anos serão substituídas na maioria dos casos por plantas a gás.

- ***The Spirit of the Coming Age*** - Mostra um mundo de busca por novas fontes de energias, de inovações tecnológicas e de experimentação. O crescimento do uso de células combustíveis como fonte de energia gera uma rápida expansão da demanda por hidrogênio, carvão, petróleo e gás. O uso de fontes renováveis em larga escala de energia nuclear para a produção de hidrogênio através de eletrolise se torna atrativo a partir de 2030.

Box – Cenários WBCSD

A *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD) baseada em como os sistemas sociais são capazes de responder ao desafio do desenvolvimento sustentável, propôs três cenários para o horizonte de 2050:

- ***FROG!*** - Os problemas sociais e ambientais são ignorados e prioriza-se o crescimento econômico e as inovações tecnológicas, as quais no longo prazo não resolvem os problemas ambientais. O grande crescimento econômico e o aumento da população acarretam um aumento da emissão de gases de efeito estufa em 2050.

- ***GEOpolity*** - Quando os problemas atingem um ponto de crise, recorre-se a ineficientes instituições governamentais e gerenciais. Devido à falta de coordenação e credibilidade destas, as pessoas procuram formar novas instituições capazes de prover medidas de proteção ao meio ambiente e à sociedade. Neste cenário, os governos preferem então trabalhar junto com os mercados e levar a economia a taxas de crescimento maiores do que as necessárias para um desenvolvimento sustentável.

- ***Jazz*** - Os diversos agentes atuam unidos de modo a resolver problemas sociais e ambientais da maneira mais pragmática possível. É um mundo de inovações tecnológicas, experimentação, grande conectividade e mobilidade dos mercados globais. Com alta competitividade e inserção de questões sociais e ambientais nos mecanismos de mercado.

Box – Cenários WETO - European Commission

No cenário de referência elaborado pela European Commission – WETO o consumo de energia e eletricidade per capita e as emissões de CO₂ aumentam de forma acentuada, os quais ocorrem a uma taxa maior nos países em desenvolvimento.

A relação energia/PIB diminui em todo o planeta, devido a queda da participação de setores industriais energo-intensivos na economia global.

Os combustíveis fósseis continuam a ter grande importância na matriz energética mundial, ocorrendo inclusive um aumento da participação do carvão, petróleo e gás natural na matriz energética, sendo o maior aumento na oferta desta resultante da utilização do gás natural. Apesar do surgimento de tecnologias voltadas para o carvão, as emissões de CO₂ continuam a aumentar. Apesar de apresentarem aumentos expressivos, as fontes de energia renováveis perdem participação na matriz.

Quanto aos preços internacionais de energia, o preço do petróleo atinge €29/barril e €35/barril em 2020 e 2030, respectivamente, o do gás natural continua a ser caracterizado por níveis de preços estruturalmente diferentes e o preço do carvão terá aumentos limitados, devido a abundância desse recurso em muitas regiões.

Demanda e Preço do Petróleo. Com relação aos preços de petróleo, a tendência de queda no longo prazo em relação aos patamares atuais justifica-se pelo equacionamento, dos fatores, tanto conjunturais como estruturais. Dentre os quais se destacam a situação extremamente conflituosa do Oriente Médio, o crescimento acentuado da demanda mundial de derivados, com ênfase em países como China e EUA e os sucessivos desastres climáticos que vêm abalando o mundo. Ademais, a baixa capacidade ociosa dos países produtores da OPEP, o clima de apreensão generalizada com relação ao terrorismo internacional e, não menos importante, um ambiente altamente especulativo por parte dos investidores nas bolsas internacionais de petróleo, fazem crer, após tais equacionamentos, no aplainamento da linha de preços.

Box – Cenários DOE/EUA

A AEO 2006 / DOE elaborou três projeções futuras para os preços mundiais do petróleo:

- **Caso de referência** - As projeções mundiais para o consumo de petróleo em 2030 são de 118 milhões de barris por dia nos três casos. No período de 2005-2030, a média anual de crescimento para intervalos de tempo de cinco anos dos preços do petróleo para a taxa de crescimento do PIB real é de 3,0% e de 2,7% o Índice de preços ao consumidor.

- **Preços altos** - quando comparado com o caso de referência, o preço mundial do petróleo em 2030 é 68% maior. Como resultado, o consumo mundial de petróleo em 2030 é 13% menor do que no caso de referência. As projeções mundiais para o consumo de petróleo em 2030 são de 102 milhões de barris por dia e a participação da *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC) é de cerca de 31%. No período de 2005-2030, a média anual de crescimento para intervalos de tempo de cinco anos dos preços do petróleo para a taxa de crescimento do PIB real é de 2,9% e de 2,7% o Índice de preços ao consumidor.

- **Preços baixos** - quando comparado com o caso de referência, o preço mundial do petróleo em 2030 é 41% menor. Como resultado, o consumo mundial de petróleo em 2030 é 8% maior do que no caso de referência. As projeções mundiais para o consumo de petróleo em 2030 são de 128 milhões de barris por dia e a participação da *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC) é de cerca de 40%. No período de 2005-2030, a média anual de crescimento para intervalos de tempo de 5 anos dos preços do petróleo para a taxa de crescimento do PIB real é de 3,0% e de 3,7% o Índice de preços ao consumidor.

Sendo assim, neste cenário estima-se que o preço do petróleo, após alcançar um pico de média em 2006 de cerca de US\$ 67/barril (valores reais), reduz-se para valores abaixo de US\$ 60 em 2010 e US\$ 45 em 2015, estabilizando-se em torno desse patamar nos anos seguintes até alcançar US\$ 50/barril. A volatilidade de preço, embora ainda elevada nos anos iniciais, acompanha a dinâmica do patamar ao longo dos anos subsequentes sendo o piso em torno de US\$ 40 - 45 alcançado como referência de custo/preço para as reservas não convencionais.

Tabela 2-3 – Projeções Mundiais para Oferta e Demanda de Energia

Indicadores globais	1990	2000	2010	2020	2030
População (milhões)	5.248	6.102	6.855	7.558	8.164
PIB (bilhões de €,99)	30.793	41.407	58.350	79.400	102.788
PIB per capita (milhares de €,99)	5,9	6,8	8,5	10,5	12,6
Consumo de energia/PIB (tep/1000 €)	281	241	206	183	166
Consumo de energia per capita (tep)	1,7	1,6	1,8	1,9	2,1
% de renováveis no consumo	13%	13%	11%	9%	8%
Consumo de eletricidade per capita (kWh)	1,8	2,1	2,4	3	3,7
Emissões de CO ₂ per capita (ton CO ₂)	4	3,9	4,3	4,9	5,5
Consumo de combustíveis per capita (tep)	0,26	0,28	0,3	0,32	0,34
Produção primária (Mtep)	8.530	9.953	12.110	14.611	17.213
Carvão, linhito	1.901	2.389	2.931	3.723	4.757
Petróleo	3.258	3.517	4.250	5.099	5.878
Gás natural	1.754	2.129	2.860	3.693	4.340
Nuclear	509	663	799	792	872
Hidro, geotérmica	193	238	290	342	392
Madeira e resíduos	904	1002	949	908	900
Eólica, solar e PCH	11	15	30	54	73
Consumo interno total (Mtep)	8.668	9.980	12.043	14.514	17.065
Carvão, lignito	2.168	2.371	2.913	3.704	4.739
Petróleo	3.104	3.591	4.250	5.099	5.878
Gás natural	1.747	2.127	2.859	3.689	4.323
Eletricidade Primária	746	890	1.072	1.114	1.225
Madeira e resíduos	904	1002	949	908	900
Geração de eletricidade (TWh)	11.945	14.865	19.339	26.122	34.716
Térmica, dos quais:	7.561	9.299	12.464	18.382	25.803
Carvão convencional, lignita	4.412	5.516	5.532	5.154	4.325
Tecnologia avançada de carvão	0	0	1.582	5.573	11.331
Gás natural	1.688	2418	4.054	6.209	8.542
Biomassa	132	197	260	335	423
Nuclear	2.013	2.622	3.161	3.137	3.498
Hidro, geotérmica	2.246	2.771	3.371	3.971	4.562
Solar	1	2	24	44	51
Eólica	4	23	117	342	544
PCH	120	149	203	245	258
Calor e energia combinados	519	586	1055	1.510	1.568
Consumo final de energia (Mtep)	6.270	7.124	8.682	10.425	12.132
Carvão, lignito	882	762	1100	1.371	1.626
Petróleo	2.540	2.998	3.609	4.339	5.041
Gás natural	960	1.102	1.423	1.704	1.859
Calor	179	234	235	236	238
Eletricidade	832	1.083	1.442	1.974	2.621
Madeira e resíduos	865	945	872	800	748
Indústria	2.411	2.524	3.190	3.800	4.289
Transportes	1.459	1.733	2.056	2.413	2.796
Residencial, serviços e agricultura	2.437	2.867	3.437	4.213	5.047

Continua...

Continuação...

Emissões de CO₂ (Mton), dos quais:	20.843	23.781	29.376	36.738	44.498
Geração de eletricidade	6.943	8.261	9.393	12.191	15.809
Indústria	4.752	4.390	5.674	6.665	7.302
Transportes	4.228	5.125	6.096	7.163	8.306
Residencial, serviços e agricultura	3.249	3.748	5.353	7.110	8.665

Nota: Taxa de Crescimento Mundial da Demanda de Energia: 1,8% a.a.

Fonte: WETO (2005).

Tabela 2-4- Fontes de Energia Primária Total no Cenário de Referência para o Mundo (em milhões de tep)

Energia primária	(Mtep)					(%)				
	1971	2002	2010	2020	2030	1971	2002	2010	2020	2030
Carvão	1.407	2.389	2.763	3.193	3.601	25,4	23,4	22,7	22,2	21,8
Petróleo	2.413	3.530	4.308	5.074	5.766	43,6	34,6	35,3	35,2	35,0
Gás	892	2.190	2.703	3.451	4.130	16,1	21,5	22,2	24,0	25,1
Nuclear	29	692	778	776	764	0,5	6,8	6,4	5,4	4,6
Hidro	104	224	276	321	365	1,9	2,2	2,3	2,2	2,2
Biomassa	687	1.119	1.264	1.428	1.605	12,4	11,0	10,4	9,9	9,7
Renováveis	4	55	101	162	256	0,1	0,5	0,8	1,1	1,6
TOTAL	5.536	10.199	12.193	14.405	16.487	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Nota: Taxa de Crescimento da Demanda de Energia 1,6% a.a.

Fonte: AIE (2005).

Tabela 2-5- Geração de Eletricidade no Cenário de Referência para o Mundo

Geração	(TWh)						(%)					
	1971	2002	2010	2020	2030	2050	1971	2002	2010	2020	2030	2050
Carvão	2.095	6.241	7.692	9.766	12.091	21.958	40,1	38,8	38,1	37,9	38,2	47,1
Petróleo	1.096	1.181	1.187	1.274	1.182	1.531	21,0	7,3	5,9	4,9	3,7	3,3
Gás	696	3.070	4.427	6.827	9.329	12.881	13,3	19,1	21,9	26,5	29,5	27,6
Nuclear	111	2.654	2.985	2.975	2.929	3.107	2,1	16,5	14,8	11,6	9,3	6,7
Hidro	1.206	2.610	3.212	3.738	4.248	4.420	23,1	16,2	15,9	14,5	13,4	9,5
Biomassa	9	207	326	438	627	933	0,2	1,3	1,6	1,7	2,0	2,0
Renováveis ⁵	5	111	356	733	1.250	1.800	0,1	0,7	1,8	2,8	3,9	3,9
TOTAL	5.218	16.074	20.185	25.751	31.656	46.630	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: AIE (2005).

■ 2.2. Cenário Nacional⁵

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

O **Cenário B1 – “Surfando a onda”** está referenciado à visão global denominada **“Arquipélago”**. Reflete o reconhecimento de que um cenário externo não-desfavorável não é garantia para sustentar um crescimento doméstico. No Cenário B1, o resultado da condução mais adequada das questões internas permite que o país cresça acima da média mundial, embora a taxas módicas, como decorrência da própria ambiência global à qual se referencia.

Tabela 2-6 – Comparativos dos Cenários para o Mundo, América Latina e Brasil.

Cenários Comparativos	Taxas de Crescimento 2005-2030 % aa
Cenário Nacional B1 (2005/2030)	4,1
Cenário Mundial Arquipélago (2005/2030)	3,0
Cenário de referência para o Mundo <i>EIA/DOE (International Energy Outlook 2006)</i> (2003/2030)	3,8
Cenário de referência para América Latina <i>EIA/DOE (International Energy Outlook 2006)</i> (2003/2030)	3,8
Cenário de referência para o Brasil <i>EIA/DOE (International Energy Outlook 2006)</i> (2003/2030)	3,5
Cenário de referência para o Mundo da <i>Agencia Internacional de Energia (World Energy Outlook 2006)</i> (2004/2030)	3,4
Cenário de referência para América latina da <i>Agencia Internacional de Energia (World Energy Outlook 2006)</i> (2004/2030)	3,2
Cenário de referência para o Brasil da <i>Agencia Internacional de Energia (World Energy Outlook 2006)</i> (2004/2030)	3,0

■ 2.2.1. Estrutura setorial do PIB

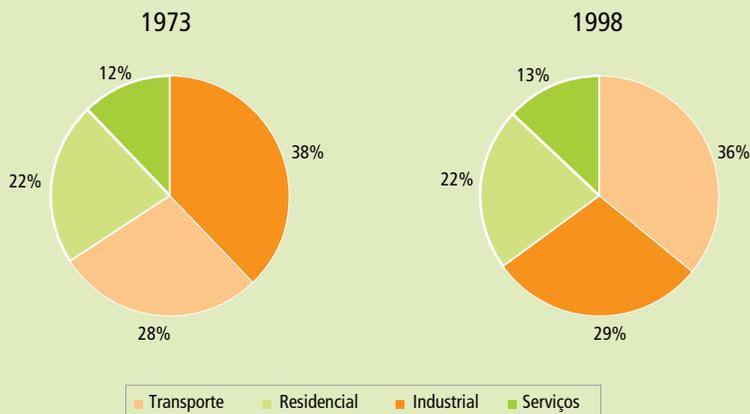
Como já adiantado, considerando o estágio atual de desenvolvimento do país admitiu-se que o setor primário aumentará sua contribuição na formação do PIB no horizonte deste estudo. Já o setor industrial, mesmo expandindo-se a taxas expressivas, tende a perder participação no PIB para o setor de serviços, especialmente em cenários de maior crescimento econômico.

5 Renováveis aqui, referem-se a Energia Eólica, Energia Solar e Geotermia.

Box – Uso da Energia por Setores no Mundo

A Figura abaixo mostra o consumo final de energia por setores para um grupo de 11 países associados à Agência Internacional de Energia. O setor de Transporte aparece destacado devido a sua importância para tais países e o consumo na Agropecuária não está contemplado sendo, contudo, residual.

Figura 2-4 - Distribuição de Energia por Setores da Economia dos 11 Principais Países Associados à AIE.



Fonte: AIE

- **O Setor Industrial** – O setor Industrial segue nos países desenvolvidos como sendo o mais demandante de energia tendo uma trajetória declinante desde 1973, fruto da queda de participação na economia e do aumento da eficiência energética.

- **O Crescimento do Setor de Serviços** – Por outro lado, o setor de serviços, com o aumento da renda per capita, notoriamente, aumenta em participação no PIB consumindo mais energia eficientemente. Este fenômeno tem ocorrido mais frequentemente em países desenvolvidos. No Brasil, discute-se se isto está realmente em curso. De todo o modo, a intensidade energética global se beneficia deste fato.

Tabela 2-7 – Cenário Vislumbrado para o Agregado dos 15 Principais Países da Comunidade Européia (EU-15) até 2030

	90/00 (% aa)	00/10 (% aa)	10/20 (% aa)	20/30 (% aa)	00/30 (% aa)	Participação em 2000	Participação em 2030
Valor Agregado	2,04	2,54	2,37	2,21	2,37	100 %	100 %
Indústria	1,35	2,38	2,37	2,22	2,32	20,11	19,80
Intensivo em Energia	1,37	2,18	2,13	1,88	2,06	29,31	27,18
Não-Intensivo em Energia	1,34	2,46	2,47	2,35	2,42	70,62	72,81
Construção	0,25	1,83	1,95	1,75	1,84	5,22	4,47
Serviços	2,44	2,74	2,46	2,31	2,5	68,83	71,50
Agricultura	1,18	1,07	1,01	0,79	0,96	2,52	1,66
Setor Energético	2,21	1,33	1,66	1,51	1,5	3,31	2,55

Nota: O Cenário Acena um Crescimento Agregado Médio do PIB de 2,05% Praticamente sem Aumento da População. Observe que o Setor Industrial Diminui ainda mais a Participação.

Fonte: European Commission

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.

Na estrutura aventada para a economia nacional no cenário B1, observa-se, desconsiderando-se a recente revisão de metodologia da contabilidade do PIB pelo IBGE, uma redução de 37,2% (2005) para 33% (2030) da participação da indústria na economia, aqui excluindo-se os serviços de utilidade pública, e uma participação qualitativamente distinta dos outros setores. A agropecuária aproveita vantagens comparativas, mas mantém a sua participação setorial, observando-se uma leve intensificação do setor de serviços, em parte por causa do aumento da renda per capita do cenário. Contudo não há uma quebra estrutural abrupta na estrutura da economia.

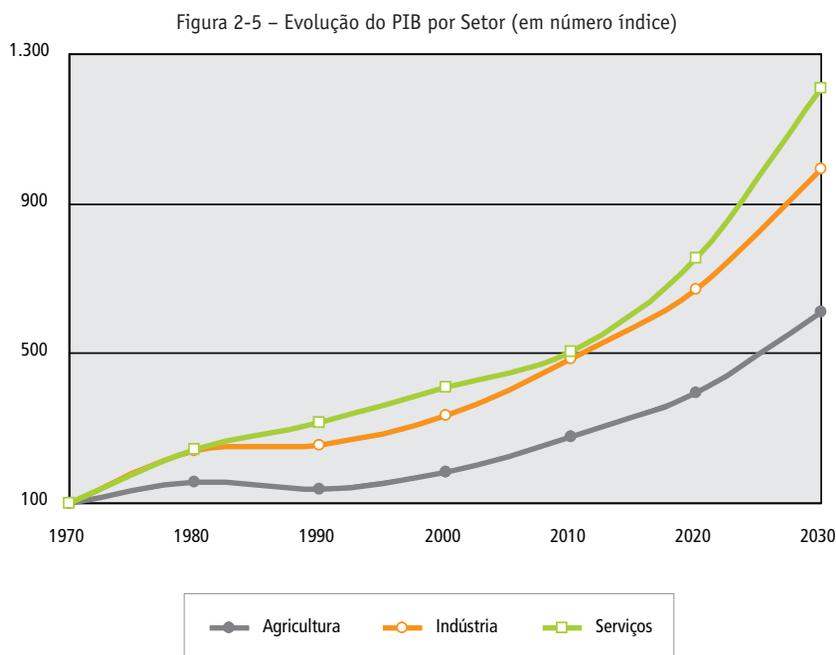
Tabela 2-8- Produto Interno Bruto por Setor (em US\$ bilhões de 2005)

	2005	2010	2020	2030
Agricultura	66,89	84,86	121,61	187,27
Indústria	318,52	384,39	529,78	782,88
Serviços	410,89	486,59	726,05	1.163,13
TOTAL	796,30	955,84	1.377,43	2.133,28

Tabela 2-9 – Estrutura do Produto Interno Bruto (em % do PIB)

	2005	2010	2020	2030
Agricultura	8,4%	8,9%	8,8%	8,8%
Indústria	40,0%	40,2%	38,5%	36,7%
Serviços	51,6%	50,9%	52,7%	54,5%

Nota: Inclui serviços de utilidade pública



O Cenário demográfico foi também alinhado com as perspectivas realizadas. Em princípio, o cenário demográfico deveria ser endógeno aos cenários econômicos. Como tal refinamento é complexo, o cenário demográfico foi tomado exógeno.

Principais Premissas Setoriais

• Setor agropecuário

Admite-se que o grau de mecanização da colheita da indústria sucro-alcooleira localizada no Centro-Sul atinge um valor médio de 85% da lavoura no final do horizonte enquanto aquela situada no Nordeste em razão de dificuldades pontuais, atinge cerca da metade do nível atual de mecanização da indústria paulista. Como resultado, o grau de mecanização da lavoura no país atinge cerca de 59% no fim de 2030.

Quanto aos ganhos de produtividade, presume-se que a indústria sucro-alcooleira do Centro-Sul manteria o crescimento médio da melhor taxa observada na região, ou seja, no estado do Paraná a partir de 1990, conforme dados apresentados em MAPA (2006). Já no Nordeste, admite-se que a produtividade evolui nos próximos 25 anos para o atual nível observado na região Centro-Sul, resultando numa média combinada dos estados de São Paulo e Paraná.

A cultura de soja brasileira, mesmo mantendo o grau de mecanização da colheita e os ganhos de produtividade ao longo do horizonte, consegue aproveitar parcialmente sua competitividade internacional por conta do acesso mais restrito aos mercados mundiais.

Considera-se ainda um grau crescente de eletrificação das propriedades rurais, em função da adoção de técnicas mais modernas de produção, incluindo irrigação em propriedades familiares no país.

• *Setor industrial*

Admite-se que uma penetração do gás natural como substituto de outras fontes energéticas - óleo combustível, GLP e lenha - mais modesta em relação a cenários de crescimento mais alto. Restrições de disponibilidade de gás natural levam a uma expansão da capacidade de autoprodução em ritmo menos acelerado.

Entre os grandes consumidores industriais de energia, vale destacar as premissas relacionadas a dois segmentos: no caso de alimentos e bebidas, continua-se o aproveitamento de biomassa adicional e a produção de etanol lignocelulósico, mas as participações relativas de óleo combustível e lenha são reduzidas até um patamar residual ao final do horizonte. Considerando-se que a expansão da atividade sucroalcooleira é intensa, a participação do bagaço cresce ligeiramente, reproduzindo a tendência observada nos últimos dez anos. Já no segmento de ferro-gusa e aço, admitiu-se que a taxa de utilização de sucata ao final do horizonte deste estudo (2030) atinge a atual média mundial, de 34%, em consonância com a difusão tecnológica inerente a esta indústria e também ao sucesso parcial da presença de práticas de reciclagem e conservação de energia.

• *Setor residencial*

Em termos gerais, a participação do gás natural para aquecimento de água e cocção, substituindo os energéticos concorrentes, se verifica em intensidade relativamente menor do que nos últimos anos. Na área rural, especificamente, o GLP desloca grande parte da lenha para cocção, notadamente entre os domicílios pertencentes às classes de mais baixa renda de pequenas localidades existentes no interior de municípios.

Com relação ao percentual de domicílios ligados à rede de energia elétrica admitiu-se o sucesso parcial do Programa Luz para Todos, com um atraso de dois anos em relação ao cronograma inicial, de tal sorte que somente em 2010 todos os domicílios brasileiros irão dispor de energia elétrica, conforme os dados da Tabela 2-10.

Tabela 2-10 – Domicílios Ligados à Rede Elétrica no Brasil: Cenário B1

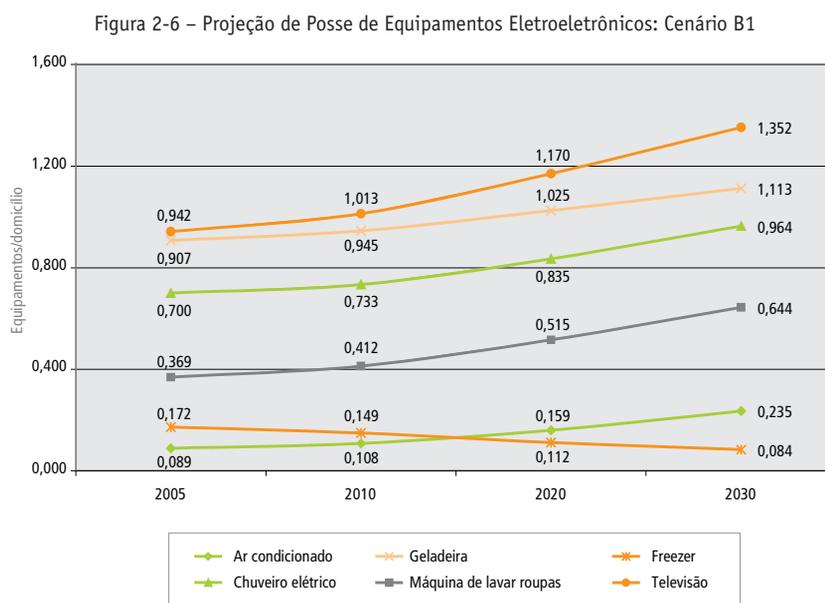
	2005	2010	2020	2030
Domicílios com iluminação elétrica [mil unidades]	50.036	57.511	69.746	81.837
Taxa de atendimento (%)	97,3	100	100	100

As projeções de posse dos principais equipamentos são apresentados na Figura seguinte, com os seguintes adendos:

- Geladeira: admitiu-se a evolução histórica verificada nas últimas edições da PNAD, de modo que a posse média estimada para o ano de 2030 é de 1,11 equipamentos/domicílio;

- Chuveiro elétrico: a evolução da posse de chuveiros foi determinada abatendo-se a parcela de domicílios que possuirão aquecedor de água a gás ao longo do horizonte. Para tanto, considerou-se o cenário de 85% até 2015 e crescimento a partir de 2016 na proporção do crescimento médio do número de domicílios para este período. Cumpre notar que o incremento no número de domicílios ligados à rede de distribuição de gás ao longo do horizonte foi considerado nas projeções de posse de chuveiro elétrico supondo-se, adicionalmente, que 90% dos domicílios conectados irão adquirir aquecedores de água.

A Figura 2-6 apresenta graficamente a projeção para evolução da posse dos principais equipamentos.



O ganho de eficiência admitido neste cenário surge na medida em que os novos refrigeradores, freezers e aparelhos de ar condicionado adquiridos ao longo do tempo correspondem, para efeito de cálculo, àqueles pertencentes à atual faixa “B” de eficiência estabelecida pelo INMETRO (INMETRO, 2006). Em relação à iluminação, o ganho de eficiência obtido relaciona-se à parcela de lâmpadas incandescentes que serão substituídas por lâmpadas fluorescentes compactas. Considerou-se que a substituição se dará de modo que, ao final do período, 25% dos domicílios possuirão os modelos mais eficientes.

- **Setor de transportes**

Por conta do nível de atividade em segmentos como a mineração e o setor agrícola, supõe-se que a participação do transporte ferroviário apresente crescimento para 24,2% no total de carga transportada em 2030, contra cerca de 23% em 2001, comparativamente um valor ainda tímido, em que pese, as dimensões do país. A guisa de exemplo, a mesma participação alcança cerca de 50% nos EUA, Canadá e Alemanha, sendo cerca de 80% na Rússia.

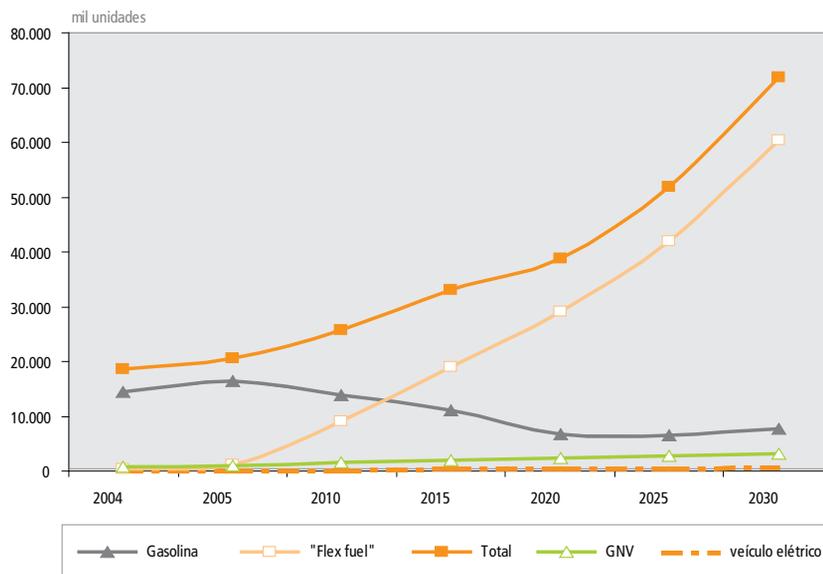
Já para o transporte rodoviário, considera-se que ocorra maior penetração do gás natural em centros urbanos e regiões metropolitanas nas proximidades de grandes gasodutos, maior utilização de transportes urbanos para deslocamentos curtos e em grandes regiões metropolitanas e pequena participação de veículos híbridos (10% do total de venda de veículos importados a gasolina).

Consideração sobre a Frota. Admitiu-se que a tecnologia *flex fuel* passa a ser preponderante no mercado interno brasileiro durante o horizonte de estudo, sendo o abastecimento por álcool ou gasolina, a variável de escolha do usuário do automóvel. Neste caso, a venda de carros exclusivamente a gasolina se mantém, mas com redução progressiva em relação à frota total.⁶ No mesmo sentido, a frota de veículos movida exclusivamente a álcool também se reduz como resultado do sucateamento progressivo das unidades existentes, uma vez que se supõe não haver mais venda deste tipo de veículo no Brasil no horizonte de nosso estudo.

Em termos de frota, também é relevante adicionar que a penetração de veículos elétricos ocorre em todos os cenários, restrita a uma pequena fração da quantidade de veículos importados. Em termos gerais, o comportamento da frota de veículos por tipo de combustível segue o comportamento observado na Figura abaixo.

6 A perspectiva da tecnologia *flex fuel* é, entretanto, uma incerteza no horizonte de estudo, uma vez dependerá de fato, da estratégia futura da indústria automobilística mundial e a tendência da consolidação desta tecnologia pode ser eventualmente revertida, em função destas estratégias. Todavia, adotou-se a consolidação desta tecnologia como premissa por conta dos seguintes fatores: a posição destacada do país na área de biocombustíveis, a flexibilidade de escolha proporcionada ao usuário final e a convergência de rendimento dos motores *flex fuel* com os motores baseados no consumo de gasolina C.

Figura 2-7 - Evolução Estilizada da Frota de Veículos por Tipo de Combustível até 2030.



Em termos de perfil de transporte de carga no país, é assumido um ligeiro crescimento da participação do modal ferroviário e a perda de participação do modal rodoviário. São também observado maiores ganhos de rendimento no consumo de combustível por veículos (em quilometragem média por litro).

Quanto à penetração do gás natural veicular (GNV), este tende a se concentrar no transporte coletivo, em frotas de ônibus urbanos em regiões metropolitanas de grandes cidades.

Em termos do mercado de venda de veículos no período compreendido entre 1970 a 2005, a elasticidade-renda média da venda de veículos foi igual a 1,08 (Observando-se um período mais recente (2000-2005), este parâmetro situa-se em torno de 1,3, tendo sido este valor utilizado na projeção da frota em nossos cenários.

Tabela 2-11 – PIB e de Vendas Domésticas de Veículos: Crescimento médio (% a.a.)

Período	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005	1970-2005
PIB	8,6%	1,6%	2,6%	2,2%	3,9%
Vendas de Veículos	8,8%	-3,2%	8,4%	2,9%	4,3%
Elasticidade-renda	1,02	-2,05	3,18	1,30	1,08

Trata-se de uma hipótese conservadora quando adotada nos cenários de mais alto crescimento econômico, posto que este parâmetro poderia ser um pouco mais elevado.

Adicionalmente, admitiu-se que esta elasticidade é a mesma para todos os tipos de veículo leve e constante ao longo de todo o período de estudo (2005-2030). Com isto, o crescimento da frota total de veículos leves mostra uma taxa de crescimento médio de 3,4% até 5,7% a.a, dependendo do cenário. A partir destes números é possível obter os indicadores taxa de motorização e "habitantes por veículo".

Por fim, as projeções de habitante por veículo por cenários são comparadas com dados internacionais referentes ao ano de 2004.

Tabela 2-12 – Principais Indicadores para Comparação Internacional

Indicadores Selecionados	2004	2030
Frota Total de Veículos Leves (mil unidades) (Brasil)	20.000	70.284
Taxa de motorização (veículos/mil habitantes) (Brasil)	96	294,6
Habitante/Veículo (Brasil)	9,8	3,4
Habitante/Veículo (União Européia 25)	2,13	1,4
Habitante/Veículo (Coreia do Sul)	3,3	ND
Habitante/Veículo (França)	1,99	ND
Habitante/Veículo (Itália)	1,69	ND
Habitante/Veículo (Portugal)	2,52	ND
Habitante/Veículo (Alemanha)	1,79	ND
Habitante/Veículo (EUA)	1,3	0,9
Habitante/Veículo (China)	40	13,3

Nota: Dados internacionais referentes a 2004 e estimativas 2030 da OPEP.

Fonte: ANFAVEA

Finalmente, no que tange à eficiência de veículos leves, assumiu-se como taxa de melhoria no consumo específico de combustível em motores de combustão interna de 1,0% a.a.

• **Setor de Serviços**

O setor serviços é bastante heterogêneo, englobando atividades como comércio, transportes (neste estudo tratado à parte), comunicações, público e outros serviços.

Tabela 2-13 – Estrutura Típica de Participação do Setor de Serviços

	Brasil (%)
Serviços (Total, inclui Transporte e Armazenagem)	51,5
Serviços (exclui Transporte e Armazenagem)	49,4%
Comércio e Serviços de reparação	7,4
Alojamento e Alimentação	1,5
Comunicações	2,5
Intermediação Financeira	6,1
Atividades imobiliárias, Aluguéis e Serviços Prestados às famílias	12,2
Administração Pública, Defesa e Seguridade Social	15,2
Saúde e Educação Mercantis	2,5
Outros Serviços Coletivos, Sociais e Pessoais	1,5
Serviços Domésticos	0,5
Transporte e Armazenagem	2,1

Fonte: IBGE (2003).

A partir dos anos 80, o processo de “terceirização” de atividades correlatas e de suporte ao setor industrial conduziu a uma enorme dinamização do setor serviços, inclusive com a aceleração do crescimento de atividades de pesquisa e serviços tecnológicos altamente especializados e complexos. No cenário econômico atual, a participação do setor serviços torna-se cada vez mais significativa e a sua expansão vem sendo influenciada por fatores tais como: a crescente urbanização, a modernização da sociedade, a informatização e o desenvolvimento tecnológico. Ressalte-se, de qualquer forma, a relevância do Setor Serviços para a economia brasileira; em torno de 50% do respectivo PIB.

Principais Tendências. Pode-se prever como trajetória para o Setor de Serviços duas forças-motrizes principais: (1) Aumento da participação do segmento “grandes centros comerciais”; e (2) Investimentos consideráveis na expansão das redes de água e esgoto. Logo, a tendência é de aumento do consumo de eletricidade (especialmente do setor comercial). Destaca-se também a expansão do consumo de gás natural e a continuidade do aumento da intensidade elétrica do setor de serviços, a partir da própria complexificação e do aumento do porte dos seus empreendimentos principais.

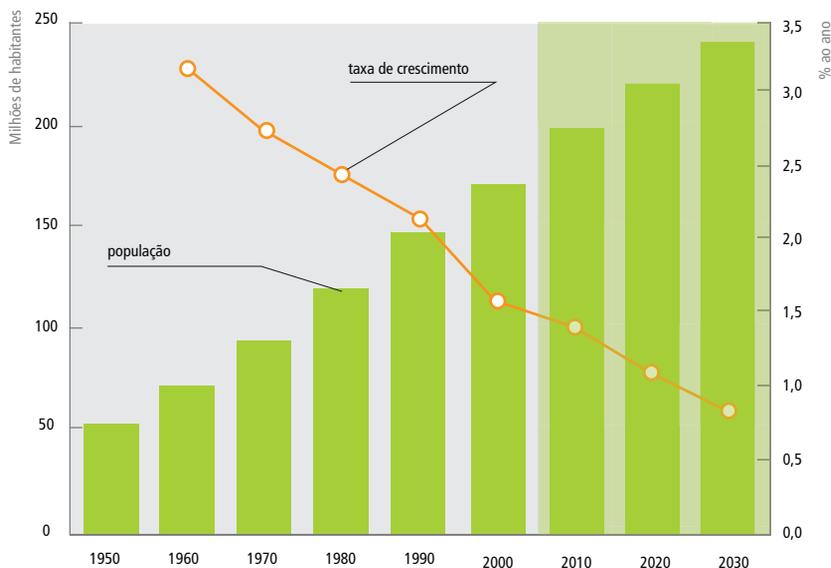
■ 2.3. Cenário Demográfico

Nesta seção são apresentadas as projeções da população total residente, por situação, para o período 2005/2030, em nível de Brasil e regiões geográficas.

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 cerca de 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 à população atual da região Nordeste do país (cerca de 51 milhões), ou mesmo da Espanha (cerca de 40 milhões) e da França (cerca de 61 milhões).

Figura 2-8 – Crescimento Demográfico Brasileiro



Fonte: IBGE

Tabela 2-14 – Distribuição Regional da População Brasileira (em milhões de habitantes)

	2005	2010	2020	2030
Brasil	185,4	198,1	220,1	238,5
Crescimento (% ao ano)	-	1,3	1,1	0,8
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

Fonte: IBGE

Nas Tabelas seguintes são apresentados os resultados das projeções do número de domicílios permanentes ocupados em nível de Brasil e regiões, por situação, para o horizonte 2005-2030.

Tabela 2-15 – Brasil e Regiões - Projeção do Número de Domicílios Permanentes Ocupados (mil)Total

Região	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Norte	3.379,7	3.895,7	4.410,6	4.921,5	5.430,6	5.929,1
Variação (% ao ano)	-	2,88	2,51	2,22	1,99	1,77
Nordeste	12.748,6	13.973,5	15.187,6	16.385,4	17.571,8	18.728,4
Variação (% ao ano)	-	1,85	1,68	1,53	1,41	1,28
Sudeste	23.227,0	26.004,6	28.801,9	31.602,4	34.410,3	37.182,1
Variação (% ao ano)	-	2,28	2,06	1,87	1,72	1,56
Sul	8.282,9	9.307,9	10.348,0	11.394,8	12.446,1	13.484,7
Variação (% ao ano)	-	2,36	2,14	1,95	1,78	1,62
Centro-Oeste	3.768,3	4.329,7	4.889,6	5.442,3	5.987,2	6.513,2
Variação (% ao ano)	-	2,82	2,46	2,16	1,93	1,70
Brasil	51.406,6	57.511,4	63.637,8	69.746,4	75.846,1	81.837,4
Variação (% ao ano)	-	2,27	2,05	1,85	1,69	1,53

Nota: Referência: 31/12.

Fonte: IBGE.

Tabela 2-16 – Brasil e Regiões - Projeção do Número de Domicílios Permanentes Ocupados (mil)Urbano

Região	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Norte	2.541,6	3.010,0	3.481,6	3.951,2	4.418,5	4.874,9
Variação (% ao ano)	-	3,44	2,95	2,56	2,26	1,99
Nordeste	9.502,2	10.751,5	11.981,2	13.180,7	14.350,9	15.475,5
Variação (% ao ano)	-	2,50	2,19	1,93	1,72	1,52
Sudeste	21.471,5	24.222,6	26.971,6	29.701,7	32.417,5	35.079,9
Variação (% ao ano)	-	2,44	2,17	1,95	1,77	1,59
Sul	6.997,3	8.000,7	8.994,8	9.972,7	10.935,5	11.871,3
Variação (% ao ano)	-	2,72	2,37	2,09	1,86	1,66
Centro-Oeste	3.368,6	3.935,6	4.494,0	5.038,3	5.568,7	6.076,2
Variação (% ao ano)	-	3,16	2,69	2,31	2,02	1,76
Brasil	43.881,2	49.920,4	55.923,1	61.844,6	67.691,2	73.377,7
Variação (% ao ano)	-	2,61	2,30	2,03	1,82	1,63

Nota: Referência: 31/12.

Fonte: IBGE.

A tendência decrescente da relação habitante por domicílios é determinada pela diferença entre as taxas de crescimento populacional e do número de domicílios. Segundo IBGE (2002), sabe-se que a taxa de crescimento demográfico iniciou sua queda em meados dos anos 70, quando as taxas de natalidade, mortalidade e fecundidade entraram em declínio

3. Cenários de Preços Diretores

Metodologia e Princípios. A Lei 9.478/97 estabeleceu um novo arcabouço institucional e regulatório para a Indústria de O&G (Óleo e Gás) no Brasil, o qual flexibilizou o monopólio da União para fins de E&P (Exploração e Produção), transporte, refino e comércio exterior de petróleo, derivados e gás natural e abriu o mercado de combustíveis do país à concorrência internacional. Assim, projeções de matriz energética devem assumir como premissa básica a convergência de preços internacionais e domésticos de petróleo e seus derivados, bem como uma sinalização de preços para o gás natural. Isso não significa, todavia, o alinhamento automático com tais previsões, permitindo-se variações que o analista julgue pertinente em função da geopolítica local quando relevante ou um conjunto informacional distinto.

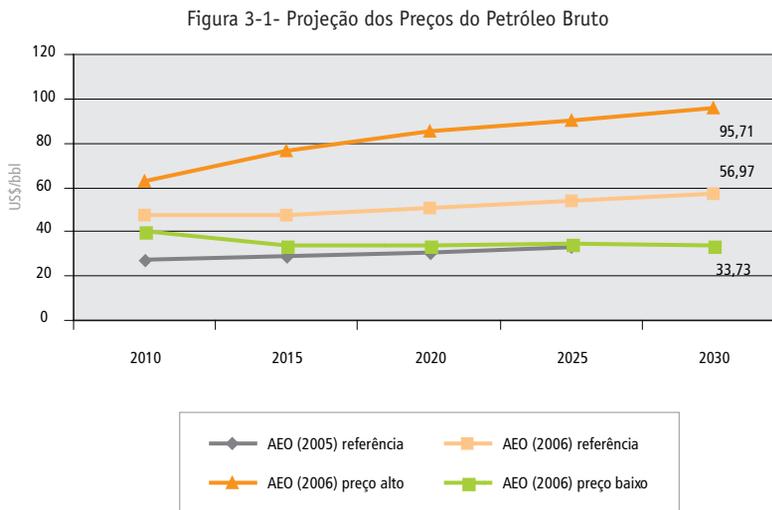
A projeção dos preços de combustíveis abrange a análise do comportamento de variáveis como crescimento econômico, reservas, produção, investimentos, fatores políticos e estratégicos, dentre outros. Por este motivo, freqüentemente, mesmo modelos complexos de projeção ou simulação apresentam uma performance ruim. O motivo é que a projeção dos preços dos energéticos é eivada de forte conteúdo geopolítico e, portanto, fato notório da literatura de previsão, dificilmente métodos preditivos possuem boa performance.

No exterior, a Agência Internacional de energia (AIE) e a Administração de Informações Energéticas dos Estados Unidos (EIA - Energy Information Administration) são provavelmente as mais respeitadas instituições que lidam com Energia, e carregam, além disso, a importante distinção de referirem-se às maiores economias consumidoras de petróleo do planeta e mais influentes geopoliticamente. De modo semelhante, o posicionamento e predisposição da OPEP, cartel dos países produtores de petróleo, que periodicamente divulga as faixas de preços para a oferta e produção de petróleo, deve receber a devida consideração em qualquer análise prospectiva.

■ 3.1. Perspectivas dos Preços do Petróleo

Cenário Internacional. Os preços do petróleo no relatório AEO 2006 (*Annual Energy Outlook 2006*) foram reavaliados para cima em relação às previsões feitas no relatório anterior (AEO 2005).

No cenário de referência AEO 2006, projeta-se que os preços do petróleo (expressos como a média do petróleo importado com baixo teor de enxofre entregue nas refinarias americanas) crescerão de US\$ 40,49 por barril em 2004 para US\$ 54,08 por barril em 2025 (cerca de \$21 por barril mais alto que aquele projetado na AEO 2005) e 56,97 US\$ por barril em 2030. Já nos cenários de preços alto e baixo, o preço do petróleo chega a 95,71 e 33,73 US\$ por barril respectivamente em 2030 (AEO, 2006).



Notas: 1) US\$ valorado a preço de 2004, 2) preço médio ponderado, na fronteira dos EUA, de todo petróleo bruto importado com baixo teor de enxofre pago pelas refinarias americanas.
Fonte: EIA e AEO.

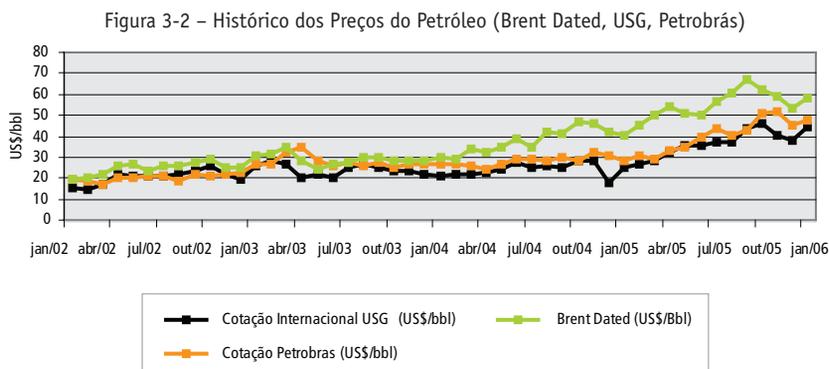
No entanto, a economia mundial tem demonstrado um crescimento acelerado mesmo com os altos preços do petróleo. Em 2004, o PIB global registrou o maior crescimento em 25 anos. Como resultado, os países exportadores de petróleo estão menos preocupados com a possibilidade dos preços do petróleo causar uma redução na sua demanda e, conseqüentemente, provocar uma depressão nos preços. Sendo assim, há poucos incentivos para tais países aumentarem sua produção de forma agressiva no horizonte de projeção (AEO 2006).

De forma geral, os preços do petróleo em um patamar mais elevado implicam um aumento da demanda por combustíveis não convencionais para o transporte, como o biodiesel e o etanol e um estímulo ao CTL (*coal to liquid*) no cenário de referência. Além disso, em outros cenários alternativos, com o preço ainda mais alto para o petróleo, há o estímulo à produção de GTL (*gas to liquid*), ou seja, a produção de combustíveis líquidos a partir do gás natural. (AEO, 2006)

No Brasil, os preços do petróleo estão se alinhando com os preços internacionais e vêm seguindo a tendência de alta no mercado internacional. A seguir pode-se observar a evolução histórica dos preços do petróleo bruto nacional (Petrobrás) entregue às refinarias comparado com a cotação USG⁷ e Brent Dated⁸.

7 Abreviação de mercado para "United States Gulf" mais propriamente conhecido como Golfo do México. (Platts, 2006) <http://www.platts.com/Oil/Resources/Glossaries/#datedBrent>

8 Brent é o petróleo bruto do Mar do Norte mais negociado e apresenta API de aproximadamente 37,5. (Platts, 2006) <http://www.platts.com/Oil/Resources/Glossaries/#datedBrent>



Fonte: Petrobrás (2006).

O declínio dos preços verificado entre meados de 2006 e 2014 reflete a entrada em operação de novos campos de petróleo neste período. Posteriormente, o preço volta a subir em virtude do aumento dos custos de desenvolvimento e produção de recursos localizados fora da OPEP.

Tabela 3-1 – Previsão dos Preços do Petróleo (em US\$/ barril)

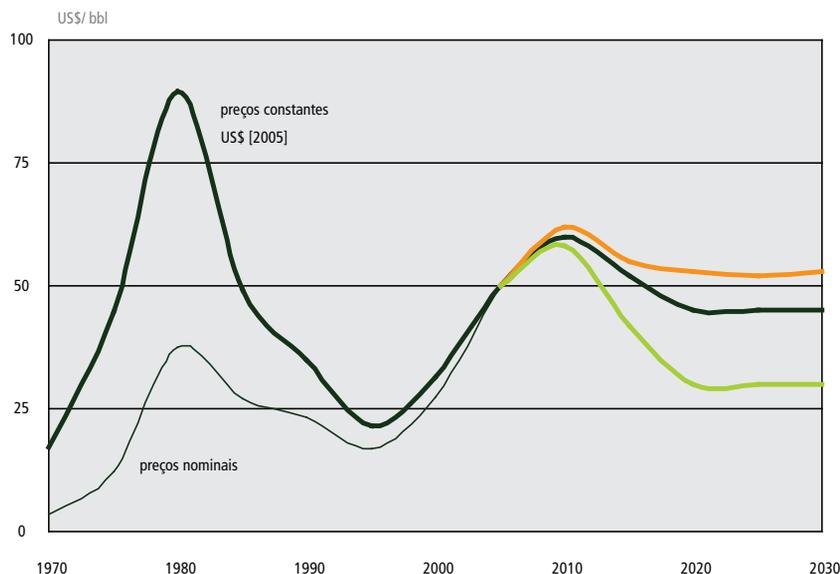
	2010	2015	2020	2025	2030
Referência (2005)	27,18	28,97	30,88	32,95	
Referência (2006)	47,29	47,79	50,7	54,08	56,97
Preço alto (2006)	62,65	76,3	85,06	90,27	95,71
Preço baixo (2006)	40,29	33,78	33,99	34,44	33,73

Fonte: AEO.

Cenário de Preços Nacional. No âmbito do **Plano Nacional de Energia 2030 e da Matriz Energética 2030**, sugeriu-se uma trajetória um pouco distinta das perspectivas internacionais, mas essencialmente levando às mesmas faixas de valores de referência. A expectativa é que os preços internacionais de petróleo caiam 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, estabilizando-se em torno de US\$ 45 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 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.

Figura 3-3 – Evolução dos Preços Internacionais do Petróleo (tipo Brent em US\$)



Nota: A alta nos preços ocorrida não está representada no gráfico em razão da discretização quinquenal adotada na escala temporal.

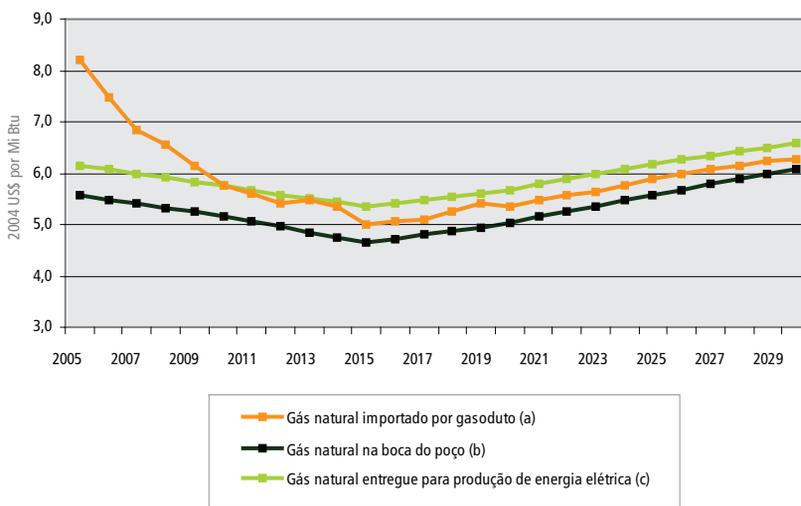
Fonte: Petrobras e AEO.

■ 3.2. Perspectivas dos Preços do Gás Natural

Cenário Internacional. De acordo com a AEO 2006, os preços do gás natural na boca do poço nos EUA apresentarão declínio em relação aos níveis atuais para uma média de 4,72 US\$/Milhão Btu em 2016, depois aumentam para 6,08 US\$/Milhão Btu em 2030, sem, no entanto voltar ao patamar anterior. O declínio em 2016 ocorre basicamente em virtude do surgimento de novos ofertantes no mercado e da redução do crescimento do consumo (devido aos altos níveis de preços). O aumento posterior refere-se a maior dificuldade de exploração das jazidas de gás remanescentes.

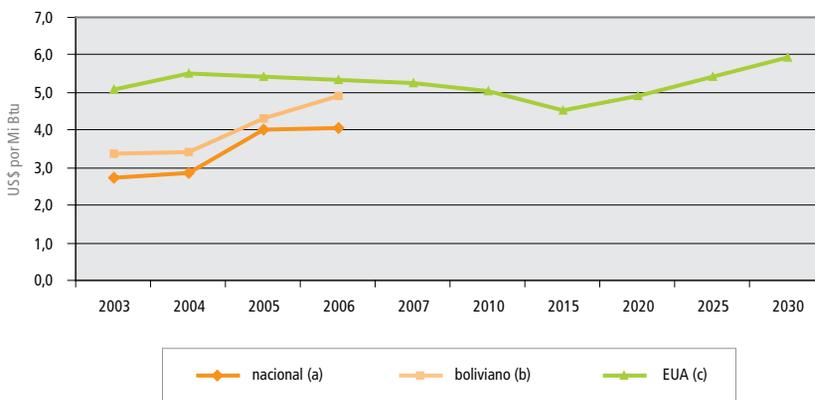
Os preços altos do gás natural devem acelerar o aumento da capacidade de novos terminais de GNL, além de estimular a produção de gás natural não convencional. Pelo lado da demanda, os preços altos reduzem o crescimento do consumo de gás natural, que mesmo assim será considerável.

Figura 3-4 – Projeções de Preços do Gás Natural nos EUA (em US\$ de 2004 por milhão de Btu) (cenário de referência)



Notas: 1) preço médio do gás natural importado por gasoduto nos EUA, 2) preço médio “na boca do poço” (wellhead) do gás natural dos 48 poços de menor custo de produção nos EUA, 3) inclui plantas cujo negócio principal é a venda de eletricidade, ou eletricidade e calor ao consumidor final nos EUA.
 Fonte: EIA e AEO.

Figura 3-5 – Comparativo da Evolução dos Preços do Gás Natural (em US\$ de 2006 por milhão de Btu)



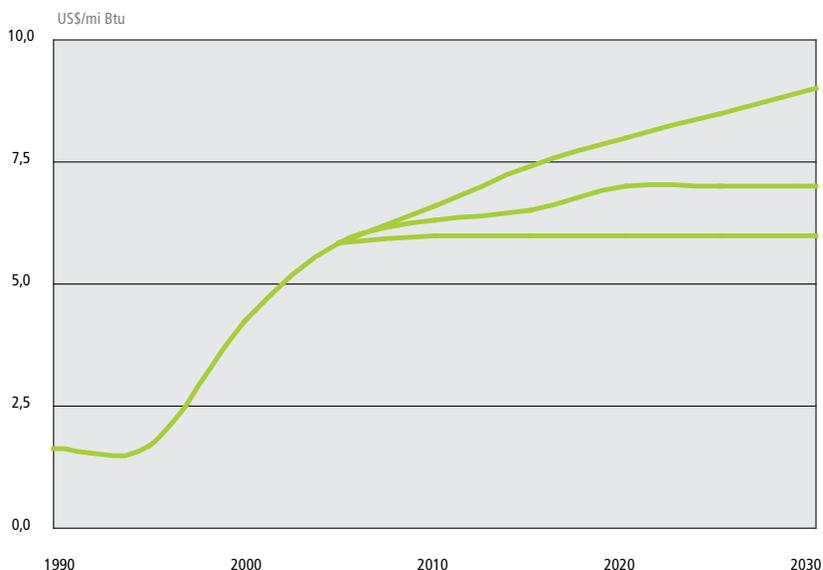
Notas: 1) preço do gás natural nacional (“commodity” mais transporte, livre de impostos), 2) preço do gás natural boliviano (“commodity” mais transporte, livre de impostos), 3) preço médio “na boca do poço” (wellhead) do gás natural dos 48 poços de menor custo de produção nos EUA.
 Fonte: a e b) Petrobras; c) EIA e AEO.

Cenário Nacional. No âmbito do Plano Nacional de Energia 2030 e Matriz Energética 2030, observou-se que, embora historicamente os preços do gás natural tenham guardado estreita relação com os preços do petróleo, há perspectiva que este quadro se altere no futuro. As indicações são de que o gás possa evoluir segundo uma trajetória própria, refletindo as características de seu mercado particular.

A geopolítica do gás reproduz em grande parte a do petróleo. Assim, na cenarioização dos preços do gás estão presentes, basicamente, os mesmos condicionantes do caso do petróleo. Nessas condições, foi considerada uma evolução conservadora e aderente às perspectivas internacionais, bem como três cenários para evolução do preço deste energético (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 na faixa entre US\$ 6 e US\$ 9 por milhão de Btu, ao final do horizonte.

Figura 3-6 – Preços Internacionais do Gás Natural (em US\$ de 2006 por milhão de Btu)



Nota: os valores do histórico referem-se ao preço Henry-Hub, nos Estados Unidos, tomado como referência do mercado do Atlântico.

Fonte: AEO.

■ 3.3. Perspectivas dos Preços do GNL

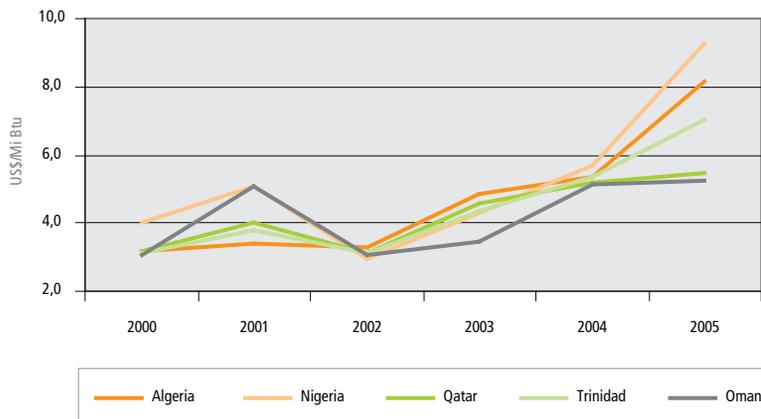
Cenário Internacional. Como já comentado, espera-se que o alto preço do petróleo resulte num processo de substituição por outros combustíveis em todos os setores do mercado internacional de energia. Do mesmo modo, o mesmo se passa com o preço do GNL. Ademais, os preços altos do petróleo também estimulam a produção de GTL⁹ que por sua vez gera mais pressão sobre o gás natural.

No cenário de preços altos para o petróleo propostos na AEO 2006, os resultados são maiores preços para o gás natural e GNL, tanto nos EUA quanto internacionalmente, estimulando um aumento da capacidade nos terminais.

Os gráficos a seguir exibem a evolução dos preços de GNL importado dos EUA de acordo com a origem e a projeção dos preços do GNL comparados aos preços do gás natural nos EUA(AEO 2006).

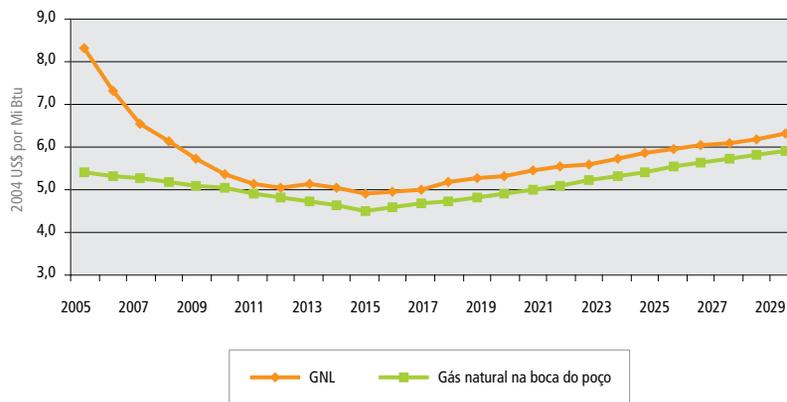
⁹ Gas to liquids ou GTL é um processo de refino para a conversão de Gás Natural ou outros hidrocarbonetos em cadeias longas de hidrocarbonos. Cadeias de Metano são convertidas em combustíveis líquidos via conversão direta ou síntese.

Figura 3-7 – Evolução dos Preços do GNL Importado nos EUA (em US\$ de 2006 por milhão de Btu)



Nota: Preços do GNL importado nos EUA reportados como preços em terra recebidos em terminal depois de regaseificação.
 Fonte: EIA/US DOE.

Figura 3-8 – Projeção do Preço do GNL Comparado com o Preço do Gás Natural (em US\$ de 2004 por milhão de Btu)



Nota: 1) O preço do gás natural é o preço médio "na boca do poço" (wellhead) do gás natural dos 48 poços de menor custo de produção nos EUA. 2) O preço do GNL inclui custo de regaseificação.
 Fonte: EIA e AEO.

Nos EUA, o GNL compete basicamente com o gás natural. Já na Europa, o preço do GNL compete com outros combustíveis como o óleo combustível de baixo teor de enxofre e, mais recentemente, vêm se relacionando com os preços do mercado spot e futuro de gás natural. Na Ásia, os preços do GNL estão relacionados com o preço do petróleo bruto importado e costumam a apresentar as maiores cotações mundiais.

No Brasil, a recente crise do gás natural com a Bolívia sinalizando aumento do preço deste produto, despertou um maior interesse pelo GNL.

■ 3.4. Perspectivas dos Preços do Carvão

Cenário Internacional. Ao contrário do que ocorre com o petróleo e com o gás natural, as reservas do mineral se distribuem geograficamente de maneira muito mais eqüitativa. Por um lado, isso representa uma forte vantagem competitiva do carvão frente aos outros combustíveis fósseis em termos de mercados domésticos. Por outro, resulta em um fluxo internacional do produto relativamente pequeno.

Dessa maneira, diferentemente do petróleo, o comércio internacional é pouco expressivo, tanto que o carvão mineral não tem, nem mesmo, preços internacionais cotados em bolsas de negociação de commodities. Os contratos são normalmente negociados bilateralmente, caracterizando um mercado pulverizado, já que a produção é, na maioria dos casos consumida localmente

Nos últimos anos, principalmente por causa de pressões ambientais, o carvão como recurso energético tem perdido participação no setor energético, principalmente, para o gás natural. Este fato é especialmente representativo nos países mais desenvolvidos. Segundo a Agência Internacional de Energia – AIE (AIE, 2005), nos anos 1970 a produção de carvão dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE representava 50% do total mundial; nos anos 1980 e 1990 esta participação caiu para 40% e, em 2004, está em 31%. Atualmente, entretanto, vários países têm voltado a atenção novamente para o carvão mineral, especialmente por causa do aumento do preço do petróleo.

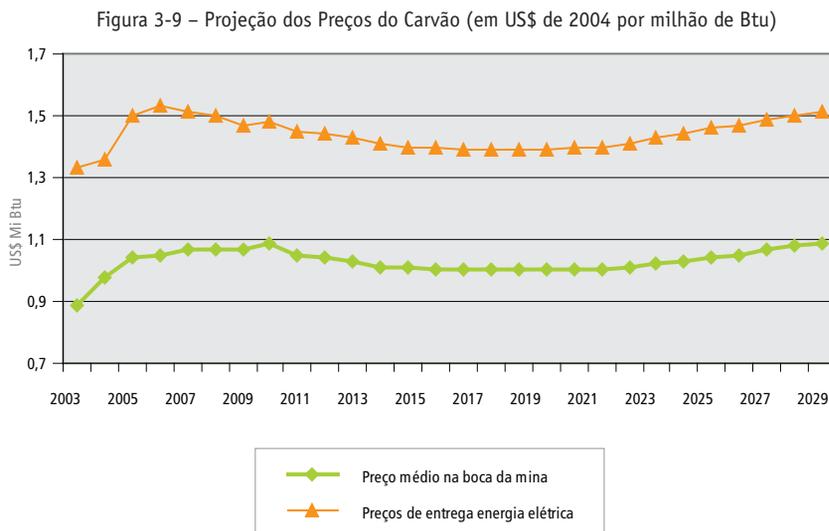
A opção novamente pelo carvão se deve, em grande parte, à estabilidade dos seus preços, que aumenta a segurança no atendimento à demanda da população.

O preço do carvão, não obstante refletir algum impacto das tendências do custo da energia, influenciadas pela flutuação nos preços internacionais, apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo. Nos últimos 10 anos, situou-se em uma faixa de variação entre US\$ 40 e US\$ 60 por tonelada, Conforme a nota técnica já referida (EPE, 2006a), “apesar desse comportamento recente dos preços do carvão, a Energy Information Administration, em sua publicação Annual Energy Outlook 2006, prevê pouca variação do preço do carvão no mercado interno norte-americano, estimando em cerca de US\$ 41,0 /short ton (US\$ 45,2 por tonelada métrica) seu preço no horizonte de 2030”.

Na projeção da Agência Internacional de Energia (AIE, 2005), é assumido que o preço de carvão na Europa (North West Europe Market), que chegou a US\$ 61 por tonelada em 2005, segundo dados da British Petroleum (BP, 2006), irá reduzir aos poucos se estabilizar no patamar de US\$ 40 por tonelada em 2010, retomando, após esse ano, uma trajetória levemente ascendente

De 1990 a 1999, o preço na boca da mina do carvão apresentou declínio nos EUA em virtude, dentre outros motivos, do aumento da produtividade de extração. No entanto, o aumento do preço do gás natural e a necessidade de ampliação da capacidade de geração de energia elétrica resultaram na construção de novas plantas a carvão e em um aumento da demanda por este produto.

Sendo assim, o aumento substancial de investimentos requeridos para acompanhar o crescimento da demanda, combinado com o baixo crescimento da produtividade e do aumento da utilização da capacidade das minas levará a um aumento do preço do carvão na boca da mina, de aproximadamente 8% ao longo do período analisado. Ressalta-se ainda, que o significativo aumento da demanda de carvão para a produção de CTL (coal to liquid) no cenário de referencia contribuirá para o aumento dos preços (AEO 2006).



Fonte: EIA e AEO.

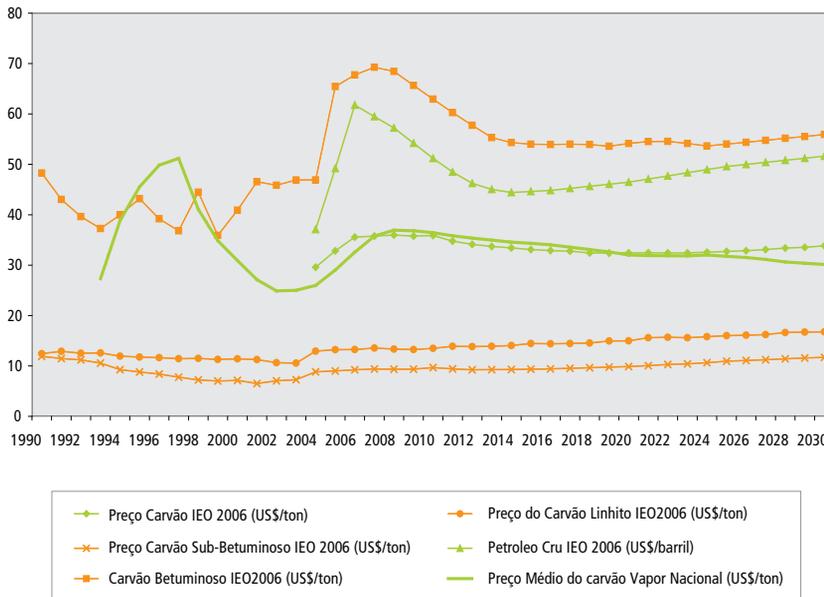
Ressalta-se que de uma forma geral, o mercado mundial de carvão vem apresentando um crescimento considerável nos últimos anos. Este fato repercutiu nos preços do frete e nos preços de exportação de carvão que vêm apresentando uma tendência de aumento. Grande parte destes aumentos podem ser atribuídos a limitada oferta para exportação de carvão e a limitada quantidade de navios para realizar o comércio mundial (o crescimento das importações de minério de ferro pela China tem repercutido na utilização de navios disponíveis para o transporte de carvão pressionando os preços).

Cenário de Preços Nacional. Uma boa referência de preço do carvão, na hipótese de importação do mineral pelo Brasil, é o carvão da África do Sul, seja pela quantidade comercializada do carvão sul-africano no mercado internacional, seja por sua qualidade e localização estratégica em relação ao Brasil. Conforme os estudos o preço do frete marítimo, estimado para a distância entre África do Sul e Rio de Janeiro com base no custo do frete entre África do Sul - Europa (ARA – Amsterdam, Rotterdam e Antuérpia), situava-se em US\$ 18 por tonelada.

Pode-se compor uma referência para o preço-CIF de longo prazo do carvão importado no Brasil na faixa de US\$ 60 por tonelada. Dependendo da característica do carvão (teor de cinzas, teor de enxofre, etc.), esse preço poderá atingir valores de US\$ 70 por tonelada. Por outro lado, condições específicas de importação, por exemplo, combinação com a exportação de minério de ferro ou produtos siderúrgicos, preços atrativos poderão ser obtidos para o frete internacional do carvão. Assim, considera-se razoável trabalhar com preços CIF no intervalo de US\$ 50 a US\$ 70 por tonelada.

Utilizando modelos econométricos de produtividade é possível estimar o preço médio nacional da tonelada por volta de US\$ 30,00.

Figura 3-10 – Cenário de Preços de Carvão Nacional e Comparações.



Fonte: IEO.

Note-se que essas projeções tomaram por base um carvão “médio” nacional. O carvão de Candiota, pelas características da mineração tem um preço médio muito inferior, sendo este o carvão de referência para a expansão da geração térmica no Brasil (carvão nacional). Em maio de 2006, o preço do carvão de Candiota era de R\$ 38 por tonelada, ou o equivalente a US\$ 17,3 por tonelada.

4. Demanda Projetada de Energia Final

■ 4.1. Análise Global

Neste item analisamos a estrutura de consumo de energia, apresentando essencialmente e de modo expedito os principais motivadores de sua evolução.

Box – Definições

- **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 dos setores Residencial, Comercial, Público** são os consumos totais verificados para uso final nos setores econômicos supracitados.
- **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 pelletização, não-ferrosos e outros da metalurgia, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outros.

Prospectivas de Consumo. O consumo final energético cresce 3,7% aa. de 2005 até 2030 no cenário B1. No mesmo período, o consumo final energético do setor industrial cresce 3,5% aa. enquanto que o setor residencial 2,5% aa. Tais montantes significam uma pequena redução da participação do consumo final de energia do setor industrial no consumo final total, que em 2005 foi de 44,5%, e em 2030 passa a 43,4%. O setor de serviços sai de 37,2% de participação na estrutura de energia, alcançando uma participação no PIB de 41,2% em 2030.

Tabela 4-1 – Produto Interno Bruto por Setor (em US\$ bilhões de 2005)

	2005	2010	2020	2030
Agricultura	66,89	84,86	121,61	187,27
Indústria	318,52	384,39	529,78	782,88
Serviços	410,89	486,59	726,05	1.163,13
TOTAL	796,30	955,84	1.377,43	2.133,28

Tabela 4-2 – Estrutura Econômica do Produto Interno Bruto (em %)

	2005	2010	2020	2030
Agricultura	8,4%	8,9%	8,8%	8,8%
Indústria	40,0%	40,2%	38,5%	36,7%
Serviços	51,6%	50,9%	52,7%	54,5%

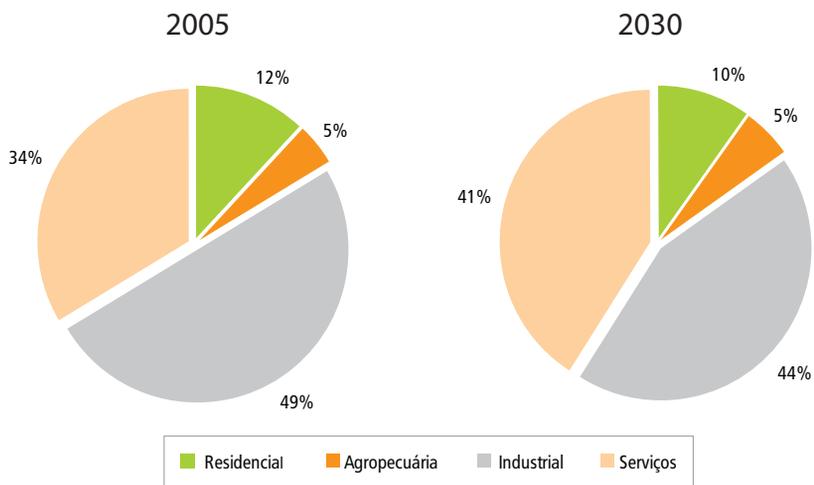
Tabela 4-3 – Consumo Final Energético por Setor (em milhares de tep) (exclusive setor energético)

	2005	2010	2020	2030
Residencial	21.827	23.839	29.223	40.461
Serviços	61.363	77.063	109.085	166.074
Transportes	52.459	65.898	92.655	139.119
Comercial/Público	8.904	11.165	16.430	26.955
Agropecuário	8.358	10.456	14.997	21.356
Industrial	73.496	94.791	135.358	174.930
TOTAL	165.044	206.149	288.663	402.821

Tabela 4-4 – Estrutura do Consumo final Energético por Setor (em %) (exclusive setor energético)

	2005	2010	2020	2030
Residencial	13	12	10	10
Serviços	37	37	38	41
Transportes	85	86	85	84
Comercial/Público	15	14	15	16
Agropecuário	5	5	5	5
Industrial	45	46	47	43
TOTAL	100	100	100	100

Figura 4-1 – Evolução da Estrutura do Consumo Final de Energia



Análise Comparativa de Indicadores para o Cenário B1. A evolução do consumo final energético por PIB é de queda, especialmente a partir de 2020. Este resultado, por um lado, aponta para um estágio econômico mais racional no uso da energia – tanto pela incorporação de programas autônomos de racionalização já em curso na sociedade, como também pelos incentivos de políticas mais ativas de governo – e, por outro lado, é reflexo da redução de participação dos segmentos energo-intensivos na economia brasileira.

Tabela 4-5 – Consumo Final Energético em relação ao PIB (em tep/US\$ mil em 2005)

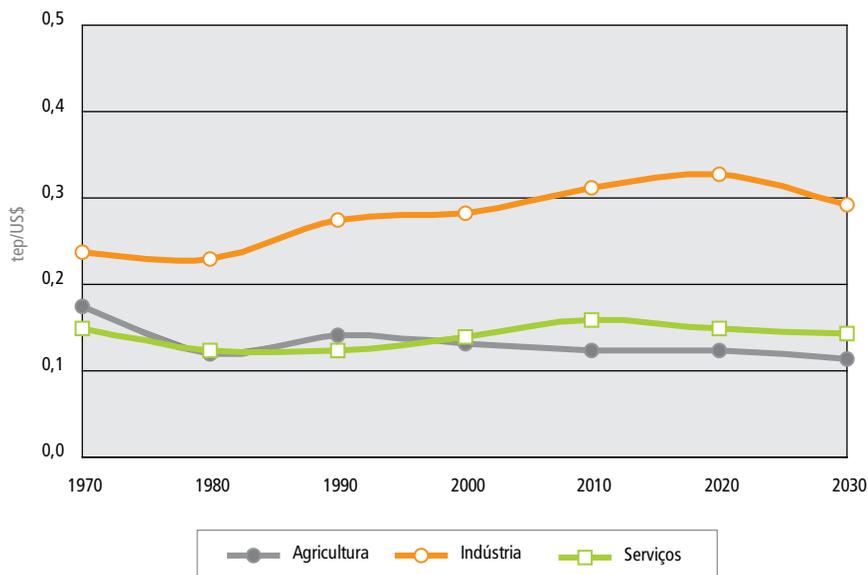
	2005	2010	2020	2030
Agricultura	0,125	0,123	0,123	0,114
Indústria	0,286	0,311	0,328	0,288
Serviços	0,149	0,158	0,150	0,143
TOTAL s/ residencial	0,202	0,216	0,216	0,203
TOTAL c/ residencial	0,229	0,242	0,238	0,223
Estados Unidos c/ residencial (Agencia Internacional de Energia 2006)	0,15	0,14	0,11	0,09
Reino Unido c/residencial (Agencia Internacional de Energia 2006)	0,11	0,09	0,08	ND
Espanha c/residencial (Agencia Internacional de Energia 2006)	0,15	0,15	ND	ND

Para o cenário B1, o consumo per capita ao final do período, atinge cerca de 1,69 tep/hab, que ainda é um valor relativamente baixo quando comparado com os valores registrados atualmente nos países desenvolvidos, superiores a 3 tep/hab.

Tabela 4-6- Quadro Comparativo do Consumo Energético e Previsões de Outros Países

Países/Ano	Unidades	2005	2010	2020	2030
Consumo final de energia (A)	10 ⁶ tep	165,1	206,1	288,6	402,8
Consumo final de eletricidade (C)	TWh	361,6	469,1	681,6	992,2
População (D)	10 ⁶ hab	184	198	220	239
Consumo Final por Habitante	tep/hab	0,89	1,04	1,31	1,68
Consumo de Energia Elétrica por Habitante	MWh/hab	1,96	2,36	3,09	4,15
Intensidade Energética do Consumo Final	tep/US\$	0,229	0,242	0,238	0,223
Consumo Final por Habitante (AIE)	Unidades	2000	2010	2020	2030
Japão	tep/hab	2,771	2,957	ND	3,407
Portugal	tep/hab	1,978	2,242	ND	ND
Espanha	tep/hab	2,212	2,622	ND	ND
Reino Unido	tep/hab	2,734	2,761	2,903	ND
Estados Unidos	tep/hab	5,545	5,697	5,812	5,906
Intensidade Energética do Consumo Final (AIE)	Unidades	2000	2010	2020	2030
Austrália	tep/US\$	0,18	0,16	0,142	0,127
Japão	tep/US\$	0,07	0,068	-	0,054
Portugal	tep/US\$	0,19	0,189	-	-
Espanha	tep/US\$	0,15	0,155	-	-
Reino Unido	tep/US\$	0,11	0,089	0,076	-
Estados Unidos	tep/US\$	0,16	0,136	0,112	0,094

Figura 4-2 – Evolução do Indicador Consumo Final Energético por PIB (em tep por US\$)



Outros Cenários de Expansão. Concernente aos outros cenários associados, no Cenário C, visualiza-se um acréscimo de 144,3 milhões de tep entre 2005 e 2030. 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. Finalmente no Cenário A, há um acréscimo de consumo, ao final do horizonte, de significativos 72 milhões de tep em relação ao Cenário B1.

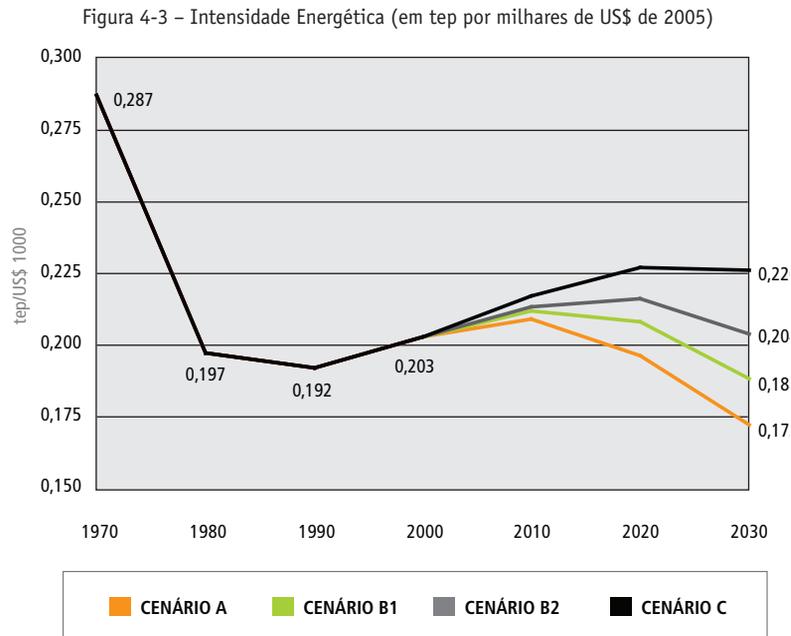
Tabela 4-7 – Projeção do Consumo Final de Energia no Brasil (em milhões de tep)

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

Nota: Consumo Final em 2005: 165,04 milhões de tep

Essas projeções já admitem 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.

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.



Conforme pode ser visto, 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 energo-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.

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.

■ 4.2. Consumo Final Energético por Fontes

Histórico e Principais Condicionantes. A demanda total de energia primária no Brasil, refletido na evolução da oferta interna de energia (total de energia necessária para movimentar a economia), registra forte crescimento ao longo da década de 70, com taxas de crescimento sofrendo desaceleração nos anos 80 e 90. O novo milênio iniciou com crise no fornecimento de energia elétrica, entretanto nos últimos anos observa-se retomada de crescimento de demanda de energia.

Tabela 4-8 -Estrutura do Consumo Energético Final por Fonte de Energia (em milhões de tep).

Fontes	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
Gás natural	364	882	2.233	3.094	3.930	7.115	13.410
Carvão mineral	125	512	1.521	992	1.273	2.841	3.519
Lenha	25.839	21.862	19.922	15.636	13.045	13.627	16.119
Bagaço de cana	3.720	6.812	11.725	11.266	14.345	13.381	21.147
Outras fontes prim. Renováveis	269	738	1.168	1.494	2.136	3.000	4.249
Gás de coqueria	376	668	1.140	1.229	1.410	1.247	1.328
Coque de carvão mineral	1.602	3.197	4.941	5.132	6.808	6.506	6.420
Eletricidade	6.005	10.548	14.921	18.711	22.764	28.509	32.267
Carvão vegetal	3.321	4.272	6.182	6.137	4.915	4.814	6.248
Álcool etílico	276	1.673	4.651	6.346	7.481	6.457	7.321
Outras secundárias - alcatrão	87	178	272	225	253	219	197
Subtotal de derivados de petróleo	42.107	53.038	48.406	57.334	69.338	84.234	83.683
Óleo diesel	10.081	15.701	17.084	20.944	25.206	29.505	32.382
Óleo combustível	12.689	16.210	8.820	9.709	11.129	9.500	6.574
Gasolina	11.268	8.860	6.099	7.485	11.106	13.319	13.638
Gás liquefeito de petróleo	2.016	3.043	4.105	5.688	6.484	7.844	7.121
Nafta	1.023	1.563	4.019	4.958	5.973	8.102	7.277
Querosene	1.766	2.190	2.133	2.190	2.524	3.242	2.602
Gás canalizado	173	227	291	280	119	85	0
Outras secundárias de petróleo	973	2.062	2.486	2.848	3.791	8.186	9.589
Produtos não-energ.De petróleo	2.119	3.182	3.370	3.233	3.007	4.450	4.500
TOTAL	84.092	104.382	117.082	127.596	147.698	171.949	195.909

Fonte: BEN - MME/EPE (2006).

Tabela 4-9 – Estrutura do Consumo Energético Final por Fonte de Energia (em %)

Fontes	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
Gás natural	0,4	0,8	1,9	2,4	2,7	4,1	6,8
Carvão mineral	0,1	0,5	1,3	0,8	0,9	1,7	1,8
Lenha	30,7	20,9	17,0	12,3	8,8	7,9	8,2
Bagaço de cana	4,4	6,5	10,0	8,8	9,7	7,8	10,8
Outras fontes prim. Renováveis	0,3	0,7	1,0	1,2	1,4	1,7	2,2
Gás de coqueria	0,4	0,6	1,0	1,0	1,0	0,7	0,7
Coque de carvão mineral	1,9	3,1	4,2	4,0	4,6	3,8	3,3
Eletricidade	7,1	10,1	12,7	14,7	15,4	16,6	16,5
Carvão vegetal	3,9	4,1	5,3	4,8	3,3	2,8	3,2
Álcool etílico	0,3	1,6	4,0	5,0	5,1	3,8	3,7
Outras secundárias - alcatrão	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Subtotal de derivados de petróleo	50,1	50,8	41,3	44,9	46,9	49,0	42,7
Óleo diesel	12,0	15,0	14,6	16,4	17,1	17,2	16,5
Óleo combustível	15,1	15,5	7,5	7,6	7,5	5,5	3,4
Gasolina	13,4	8,5	5,2	5,9	7,5	7,7	7,0
Gás liquefeito de petróleo	2,4	2,9	3,5	4,5	4,4	4,6	3,6
Nafta	1,2	1,5	3,4	3,9	4,0	4,7	3,7
Querosene	2,1	2,1	1,8	1,7	1,7	1,9	1,3
Gás canalizado	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0
Outras secundárias de petróleo	1,2	2,0	2,1	2,2	2,6	4,8	4,9
Produtos não-energ.De petróleo	2,5	3,0	2,9	2,5	2,0	2,6	2,3
TOTAL	100						

Fonte: BEN - MME/EPE (2006).

A estrutura de oferta de energia também se alterou radicalmente a partir de 1970, acompanhando a transformação da demanda e respondendo à busca de eficiência no oferecimento da energia e à existência desta. De 1980 em diante até o ano 2000 a participação do petróleo e dos derivados se consolida na casa dos 40 – 50%, a da hidroeletricidade na casa dos 16%, a da lenha reduz-se de 31% para 8%, enquanto o gás natural, o bagaço e o álcool ganham participação relativa.

Perspectivas Futuras. A diretriz básica, intrinsecamente considerada na projeção do consumo final de energia, foi priorizar o uso de energia renovável. Assim, 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.

As premissas gerais consideradas foram:

- Aumento da eletrificação;
- Continuidade da expansão do gás natural e 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.

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 34% e 36%, 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 1,5% a 4,0% do total. A Figura 4-11 apresenta a repartição do consumo final de energia por fonte para o Cenário B1.

Tabela 4-10 – Projeções do Consumo Final de Energia (em milhares de tep)

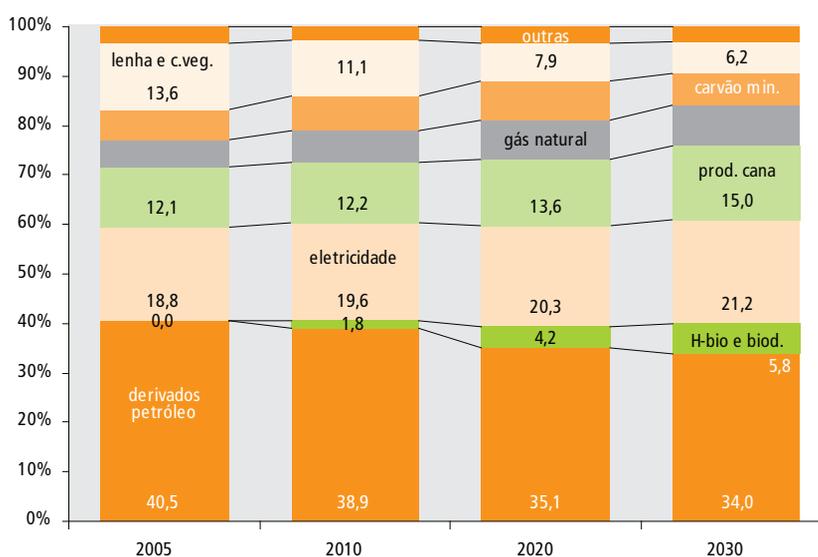
	2005	2010	2020	2030	Δ% ao ano 2005-2030
Cenário B1	165.044	206.149	288.663	402.821	3,6
Derivados do petróleo	66.875	81.784	107.054	144.913	3,1
Eletricidade	31.103	40.346	58.618	85.325	4,1
Produtos da cana	20.046	25.087	39.240	60.289	4,5
Gás natural	9.411	13.756	22.259	32.645	5,1
Carvão mineral	9.938	14.338	22.850	26.349	4,0
Lenha e carvão vegetal	22.367	22.792	22.811	25.174	0,5
Biodiesel ¹	-	2.115	6.558	15.415	10,4
Outros	5.304	5.932	9.274	12.711	3,6

Notas: 1) Não se Inclui o Consumo do Setor Energético nem o Consumo Não-Energético, Portanto a Comparação com as Tabelas Anteriores Não é Direta; 2) Taxa de crescimento com base no período 2010-2030.

Tabela 4-11 – Detalhamento do Consumo de Derivados de Petróleo no Cenário B1 (em mil m³)

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%
TOTAL	80.534	96.636	128.995	183.968	3,4%

Figura 4-4 – Evolução da Participação das Fontes no Consumo Final de Energia no Cenário B1 (em %)



■ 4.3. Consumo Final Energético por Setores

O consumo final energético total é fortemente baseado no setor Industrial e no de Transportes. Contudo as possibilidades de substituição são diferentes. De modo geral, em todos os setores a demanda de eletricidade é significativa. Em setores como o comercial e público há penetração de gás no horizonte, enquanto que no setor agropecuário há uma manutenção desta participação. O setor Industrial é o que apresenta a maior diversidade de usos de energético.

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 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.

Na Tabela abaixo, é apresentado a dinâmica de Estrutura de Consumo Final Energético dos setores de 2005 até 2030.

Tabela 4-12 – Consumo Energético Final por Fontes e Setores (em milhões de tep)

Cenário B1	2005	2010	2020	2030	Δ% ao ano 2005-2030
TOTAL	165.044	206.149	288.663	402.821	3,6
Agropecuário	8.358	10.456	14.997	21.356	3,8
Diesel de petróleo	4.734	5.699	6.315	6.000	1,0
H-bio&biodiesel	0	833	3.871	9.000	12,6
Eletricidade	1.349	1.520	2.083	3.137	3,4
Lenha	2.178	2.250	2.482	2.893	1,1
Outros	96	154	246	326	5,0
Comercial/público	8.904	11.165	16.430	26.955	4,5
Eletricidade	7.415	9.228	13.492	23.010	4,6
Outros	1.489	1.937	2.938	3.945	4,0
Transportes	52.459	65.898	92.655	139.119	4,0
Diesel de petróleo	25.804	30.049	35.317	47.050	2,4
H-bio&biodiesel	0	2.798	8.128	13.948	8,4
Álcool	6.963	9.616	16.751	27.555	5,7
Gasolina	13.595	15.012	20.130	32.452	3,5
Gás natural	1.711	2.843	4.347	6.202	5,3
Querosene aviação	2.553	3.058	4.968	7.983	4,7
Outros	1.832	2.522	3.014	3.929	3,1
Industrial	73.496	94.791	135.358	174.930	3,5
Derivados de petróleo	11.577	13.753	18.719	24.662	3,1
Gás natural	7.224	10.157	16.668	24.392	5,0
Carvão mineral e derivados	10.992	15.767	23.442	28.487	3,9
Biomassa	43.704	55.114	76.529	97.389	3,3
Residencial	21.827	23.839	29.223	40.461	2,5
Eletricidade	7.155	9.056	14.296	24.385	5,0
Lenha	8.235	7.393	4.800	4.890	-2,1
Gás liquefeito de petróleo	5.713	6.776	9.405	10.277	2,4
Outros	725	614	722	909	0,9
Não energético	13.222	17.179	21.206	29.248	3,2
Gás natural	747	952	2.717	3.884	6,8
Nafta	7.277	9.422	9.939	13.040	2,4
Álcool	358	461	509	684	2,6
Derivados petróleo	4.840	6.343	8.040	11.640	3,6
Setor energético	17.643	23.114	43.178	51.290	4,4
Gás natural	3.252	5.692	10.314	14.552	6,2
Eletricidade	1.164	1.514	2.181	3.363	4,3
Bagaço	8.064	10.630	23.887	25.307	4,7
Outros	5.163	5.279	6.796	8.068	1,8

Tabela 4-13 – Participação das Fontes nos Consumos Energéticos Finais dos Setores (em %)

Cenário B1	2005	2010	2020	2030
Agropecuário	100,0	100,0	100,0	100,0
Diesel de petróleo	56,6	54,5	42,1	28,1
H-bio&biodiesel	0,0	8,0	25,8	42,1
Eletricidade	16,1	14,5	13,9	14,7
Lenha	26,1	21,5	16,5	13,5
Outros	1,2	1,5	1,6	1,5
Comercial/Público	100,0	100,0	100,0	100,0
Eletricidade	83,3	82,7	82,1	85,4
Outros	16,7	17,3	17,9	14,6
Transportes	100,0	100,0	100,0	100,0
Diesel de petróleo	49,2	45,6	38,1	33,8
H-bio&biodiesel	0,0	4,2	8,8	10,0
Álcool	13,3	14,6	18,1	19,8
Gasolina	25,9	22,8	21,7	23,3
Gás natural	3,3	4,3	4,7	4,5
Querosene aviação	4,9	4,6	5,4	5,7
Outros	3,5	3,8	3,3	2,8
Industrial	100,0	100,0	100,0	100,0
Derivados de petróleo	15,8	14,5	13,8	14,1
Gás natural	9,8	10,7	12,3	13,9
Carvão mineral e derivados	15,0	16,6	17,3	16,3
Biomassa	59,5	58,1	56,5	55,7
Residencial	100,0	100,0	100,0	100,0
Eletricidade	32,8	38,0	48,9	60,3
Lenha	37,7	31,0	16,4	12,1
Gás liquefeito de petróleo	26,2	28,4	32,2	25,4
Outros	3,3	2,6	2,5	2,2
Não Energético				
Gás natural				
Nafta	100,0	100,0	100,0	100,0
Álcool	5,6	5,5	12,8	13,3
Derivados petróleo	55,0	54,8	46,9	44,6
Setor Energético	2,7	2,7	2,4	2,3
Gás natural	36,6	36,9	37,9	39,8
Eletricidade	100,0	100,0	100,0	100,0
Bagaçõ	18,4	24,6	23,9	28,4
Outros	6,6	6,6	5,1	6,6

Setor Residencial. Com relação ao uso residencial da energia é possível distinguir dois aspectos principais: a simplicidade de seus usos finais e a demanda específica que é requisitada por cada equipamento doméstico, com sua determinada função, o que acaba por formar consumos cativos de energia final. Neste setor, a energia é utilizada basicamente com as seguintes finalidades: cocção de alimentos, aquecimento de água, iluminação, condicionamento ambiental, conservação de alimentos, lazer e serviços gerais.

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 o aumento demográfico e o número de domicílios.

Com respeito à Lenha observa-se que, o percentual de domicílios com fogão a lenha e o consumo específico de lenha por domicílio, juntamente com uma estimativa para a evolução do número de habitantes por domicílio rural e para a evolução do número de domicílios localizados em áreas rurais por classes de renda para o horizonte de análise, bem como a disponibilidade de GLP e Gás Natural são determinantes para conhecermos o agregado final.

Abaixo são exibidos os indicadores de energia do setor residencial.

Tabela 4-14 – Consumo Final Energético do Setor Residencial

	Unid.	2005	2010	2020	2030
Consumo final de energia (A)	10 ³ tep	21.827	23.839	29.223	40.461
Consumo final para cocção ¹ (B)	10 ³ tep	14.672	14.783	14.927	16.076
Consumo final de eletricidade (C)	TWh	83,27	105,4	166,4	283,8
População (D)	10 ⁶ hab	184	198	220	239
Indicadores de consumo per capita					
(A) / (D)	tep/hab	0,118	0,120	0,132	0,169
(B) / (D)	tep/hab	0,079	0,074	0,067	0,067
(C) / (D)	MWh/hab	0,452	0,531	0,77	1,193

Nota: 1) Inclui GLP, gás canalizado (inclusive gás natural), lenha e carvão vegetal

Setor Agropecuário. A participação estimada deste setor no PIB total alcança 8,8% de participação em 2030 a partir dos atuais 8,4% (2005). A participação do setor agropecuário no consumo final total de energia (inclusive setor energético e usos não-energéticos) no país em 2030 é de cerca de 4,6%, resultado das taxas de crescimento do setor agropecuário brasileiro no PIB, bem como do cenário de modernização estimado para a atividade.

O setor agropecuário se mostra grande demandante de óleo diesel – atrás apenas do setor de transportes – e a estimativa é de elevação desta participação, como pode ser visto na Tabela 4-12, ademais se preconiza uma forte penetração de biodiesel neste setor.

Setor de Transportes. O consumo energético do setor de transportes não apresenta quebra estrutural de tendência até 2030, elevando suavemente a participação no consumo final total, de 26,8% em 2005 para 28,8% em 2030.

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.

Consumo de Bioenergia e Derivados de Petróleo no Setor de Transportes. O setor de transportes se constitui no principal demandante de óleo diesel no país, tendo respondido em 2004, por mais de 77% da demanda total deste energético. É importante frisar que estes números se referem à demanda por óleo diesel potencial, e que a fração desta demanda atendida por óleo oriundo do refino de petróleo, H-Bio e

biodiesel dependerá do cenário econômico considerado. A tendência é de queda da participação do setor no consumo total de óleo diesel, motivado pelo crescimento relativo do setor agropecuário bem como pela leve redução do modal rodoviário no transporte de cargas no país. O consumo de etanol e gasolina para fins energéticos ocorre exclusivamente devido ao setor de transportes brasileiro, tendo papel relevante na demanda total deste setor. De fato, em 2005, o consumo de etanol e gasolina respondeu por 13,3% e 25,9% da demanda total de energia deste setor, respectivamente.

Consumo de Gás Natural e Combustíveis Residuais no Setor de Transportes. O consumo de gás natural no setor de transportes apresenta, de maneira geral, crescimento acima da taxa de crescimento do PIB. No que tange ao consumo de combustíveis residuais, no setor de transportes, este inclui unicamente a demanda por óleo combustível, cuja participação deste setor na demanda total se mostra declinante.

Setor Industrial. Como já ressaltado, espera-se uma perda da participação relativa da indústria no PIB brasileiro em todos os cenários no horizonte estudados com conseqüente a redução da participação relativa do setor industrial no consumo total de energia por cenário. Isto pode ser explicado dado o aumento da renda per capita da população e em função do aumento da produtividade industrial, implicando na alteração do perfil de consumo, sendo este resultado independente da perda da participação dos grandes consumidores de energia no PIB industrial no horizonte de estudo.

Admite-se uma penetração do gás natural como substituto de outras fontes energéticas - óleo combustível, GLP e lenha. Restrições de disponibilidade de gás natural levam a uma expansão da capacidade de autoprodução em ritmo menos acelerado.

Entre os grandes consumidores industriais de energia, vale destacar as premissas relacionadas a dois segmentos: no caso de alimentos e bebidas, continua-se o aproveitamento de biomassa adicional e a produção de etanol lignocelulósico, mas as participações relativas de óleo combustível e lenha são reduzidas até um patamar residual ao final do horizonte. Considerando-se que a expansão da atividade sucro-alcooleira é intensa, a participação do bagaço cresce ligeiramente, reproduzindo a tendência observada nos últimos dez anos. Já no segmento de ferro-gusa e aço, admitiu-se que a taxa de utilização de sucata ao final do horizonte deste estudo (2030) atinge, até 2030, a atual média mundial, de 34%, em consonância com a difusão tecnológica inerente a esta indústria e também ao sucesso parcial da presença de práticas de reciclagem e conservação de energia.

Eletricidade no Setor Industrial. A indústria brasileira respondeu por quase 50% do consumo total de eletricidade em 2004. Embora partindo desta significativa participação no consumo total de eletricidade no país, a já aludida redução da participação da indústria no PIB do país em cenários de maior crescimento econômico resulta em tendência de redução no horizonte de estudo.

Gás Natural no Setor Industrial. Em termos de demanda de gás natural não-termelétrico, a estimativa no longo prazo é a manutenção da importância do setor industrial na demanda deste energético. Ainda, o aumento do consumo de gás natural na indústria ocorre principalmente no segmento classificado como “demais indústrias”.

Especificamente no caso da indústria química pode-se apontar a penetração do gás natural para unidades de co-geração deslocando o uso térmico e, portanto, outros energéticos como o óleo combustível.

Derivados de Petróleo no Setor Industrial. A demanda por derivados de petróleo no setor industrial tem participação bastante reduzida na demanda total de energia do país, aumentando em relação ao ano

base. A expansão deste consumo se deve a segmentos industriais tais como mineração e pelotização, química, e outras indústrias, cuja expansão é capitaneada pela exportação de *commodities*, expansão da demanda de bens intermediários na economia, bem como a expansão de segmentos industriais que produzem itens de maior valor agregado, respectivamente.

Outros Energéticos na Indústria. No que tange ao consumo de carvão mineral e seus derivados, deve-se destacar que o setor industrial é responsável por 100% da demanda total não-energética e, fundamentalmente, ocorre na indústria siderúrgica. Assim, esta demanda dependerá do desempenho desta indústria em cada cenário nacional.

Em relação ao consumo de lenha e carvão vegetal, por sua vez, em todos os cenários o crescimento se encontra abaixo daquele observada para o consumo de energia total. Apesar disto, a retração do consumo destes energéticos no setor residencial é mais intensa, de modo que, ao final, o consumo total deste agrupamento devido ao setor industrial aumenta.

Finalmente, o consumo de combustíveis residuais se concentra principalmente no setor industrial, pela natureza da disponibilidade destes energéticos, cuja oferta advém de processos industriais tais como a produção de celulose, açúcar e álcool e processos químicos. Também é na indústria que se concentra o consumo de óleo combustível, contribuindo para este perfil de consumo de energia.

Setor Comercial e Público. Na matriz de consumo de energia nos setores comercial e público, a eletricidade respondeu por 83,3% em 2005, aumentando a participação no longo prazo. Em cenários de maior crescimento econômico, este ganho de participação seria menor, devido ao maior crescimento relativo do gás natural, que entra deslocando o óleo combustível e a lenha.

Lenha e Carvão Vegetal no Setor Comercial e Público. O consumo de lenha e de carvão vegetal pelo Setor de Serviços no Brasil tem se reduzindo de forma notória ao longo das últimas décadas. Basicamente, este processo é fruto de todo um processo de modernização vigente neste setor da economia nacional. Tal processo se traduz, principalmente, pela substituição mais intensa de fontes de energia menos nobres (no caso, lenha e carvão vegetal) por outras mais nobres sob o ponto de vista de rendimento energético e considerando questões ambientais, ou seja, levando-se em conta as práticas vigentes no país de coleta não sustentável de lenha. Nesse contexto, o que se observa é que o gás natural e a eletricidade vêm deslocando o consumo de lenha e de carvão vegetal no Setor de Serviços do País. Há de se considerar, no entanto, que sempre haverá um consumo marginal de lenha (e/ou de carvão vegetal), em determinados subsetores do Setor de Serviços.

5. Expansão da Oferta de Energia

■ 5.1. Análise Global

Entre 1970 e 1980 a demanda total de energia (Oferta Interna de Energia) aumenta 71,5%, entre 1980 e 1990, 23,7%, entre 1990 e 2000, 34,3%, e, entre 2000 e 2005, 14,8%. Esta demanda passou de 66,9 milhões de tep em 1970 até 218,7 milhões de tep em 2005, tendo como destaque uma participação expressiva das fontes renováveis de energia que se mantém acima dos 40% ao longo do horizonte dos Estudos.

Tabela 5-1- Evolução da Oferta Interna de Energia (em milhões de tep)

Identificação	1970	1980	1990	2000	2005
Energia não renovável	27.858	62.387	72.298	112.376	121.350
Petróleo e derivados	25.251	55.393	57.749	86.743	84.553
Gás natural	170	1.092	4.337	10.256	20.526
Carvão mineral e derivados	2.437	5.902	9.615	13.571	13.721
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	0	0	598	1.806	2.549
Energia renovável	39.088	52.373	69.702	78.239	97.314
Hidráulica e eletricidade	3.420	11.063	20.051	29.980	32.379
Lenha e carvão vegetal	31.852	31.083	28.537	23.060	28.468
Derivados da cana-de-açúcar	3.593	9.217	18.988	20.761	30.147
Outras renováveis	223	1.010	2.126	4.439	6.320
TOTAL	66.945	114.761	142.000	190.615	218.663

Fonte: BEN - MME/EPE (2006).

Tabela 5-2 Evolução da Participação da Oferta Interna de Energia (em %)

Identificação	1970	1980	1990	2000	2005
Energia não renovável	41,61	54,36	50,91	58,95	55,49
Petróleo e derivados	37,71	48,26	40,66	45,50	38,66
Gás natural	0,25	0,95	3,05	5,38	9,38
Carvão mineral e derivados	3,64	5,14	6,77	7,11	6,27
Urânio (u ₃ o ₈) e derivados	0	0	0,42	0,94	1,16
Energia renovável	58,38	45,63	49,08	41,04	44,50
Hidráulica e eletricidade	5,10	9,64	14,12	15,72	14,80
Lenha e carvão vegetal	47,57	27,08	20,09	12,09	13,01
Derivados da cana-de-açúcar	5,36	8,03	13,37	10,89	13,78
Outras renováveis	0,33	0,88	1,49	2,32	2,89
TOTAL	100	100	100	100	100

Fonte: BEN - MME/EPE (2006).

A partir de meados da primeira década deste novo milênio o crescimento da economia (média ao ano de 4,1%), previsto no cenário econômico B1 impulsiona o forte crescimento do consumo de energia. Entre 2005 e 2030 a oferta interna de energia aumenta 154% a uma taxa média anual de 3,8%, abaixo da taxa média do PIB, o que é recomendável na medida em que significa uma expansão econômica racional com respeito ao uso dos recursos energéticos.

Box – Definições

- **Oferta Interna de Energia** é a quantidade de energia que se coloca à disposição para ser transformada, distribuída e/ou para consumo final.

- **Energia Primária:** Produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, como petróleo, gás natural, carvão mineral (vapor e metalúrgico), urânio (U308), 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).

- **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).

- **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 (saí) no (do) país e constitui parte da Oferta (da Demanda) no balanço energético.

- **Reinjeção** é a quantidade de gás natural que é reinjetada nos poços de petróleo para melhor recuperação desse hidrocarboneto.

- **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 de energia 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.

• **Intensidade Energética** – É a relação entre a energia (oferta interna de energia, consumo final e etc) de um país o Produto Interno Bruto, seja em moeda corrente, seja em PPP (sigla de Paridade de Poder de Compra). Revela o uso economicamente eficiente, se baixa, da energia para a produção de uma unidade de PIB. A Paridade de Poder de Compra (Power Parity Purchase) é uma equivalência de cesta de produtos. É importante na medida em que muitos dos produtos que compõem a cesta de um consumidor são, em realidade, não-transacionáveis internacionalmente e, portanto esta comparação pode ser mais correta.

Em 1940-50 para uma população de cerca de 41 milhões de habitantes, dos quais 69% se concentravam no meio rural, a demanda total de energia primária era de apenas 24 milhões de tep. Trinta anos depois, em 1970, para uma população de mais de 93 milhões de habitantes a demanda já alcançava cerca de 70 milhões de tep, 2,8 vezes mais. Outros trinta anos transcorreram, no ano 2000, a população quase dobrou, alcançando a marca dos 171 milhões, enquanto a demanda de energia se elevou a 200 milhões de tep, ou seja, um crescimento de cerca de 2,9 vezes.

Tabela 5-3 – Histórico da Oferta Interna de Energia e Indicadores Selecionados

Especificação	Unidade	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
Oferta Int. Energia-OIE	10 ⁶ tep	66,9	91,4	114,8	131,0	142,0	163,0	190,6	218,7
Prod. Interno Bruto-PIB	10 ⁹ US\$	205,6	332,2	470,6	501,4	550,2	640,0	714,6	796,3
População Residente-POP	10 ⁶ hab	93,1	107,3	121,6	134,2	146,6	158,9	171,3	184,2
OIE/PIB	tep/10 ³ US\$	0,326	0,275	0,244	0,261	0,258	0,255	0,267	0,275
OIE/POP	tep/hab	0,719	0,852	0,944	0,976	0,969	1,026	1,113	1,187

Em relação a outros países o Brasil ainda demonstra, por um lado a predominância de uma matriz energética limpa e por outro uma intensidade energética alta em relação aos países desenvolvidos, significando um uso ineficiente da energia, mesmo apresentando um baixo acesso à energia. De fato a intensidade energética em 2004, em dolar, dos países associados da Agencia Internacional de Energia (AIE) foi 39% inferior à do Brasil, enquanto que a sua Oferta Interna de Energia per Capita desses países foi quase cinco vezes superior. Sendo a Oferta Interna de Energia por PIB em PPP, no entanto mais satisfatória.

Tabela 5-4 – Quadro Comparativo Internacional (valores de 2004)

		Países AIE Total	Mundo	América Latina	China	Brasil
Indicadores socioeconômicos	OIE/População (tep/per capita)	5,15	1,77	1,1	1,25	1,11
	OIE/PIB (tep/mil - 2000 US\$)	0,19	0,32	0,32	0,85	0,31
	OIE/PIB (PPP)(tep/mil- 2000 US\$ PPP)	0,19	0,21	0,16	0,23	0,15
	Consumo de Eletricidade / População (kWh/per capita)	9049	2516	1645	1607	1955
Indicadores Ambientais	CO ₂ /OIE (t CO ₂ /tep)	2,33	2,37	1,87	2,93	1,58
	CO ₂ /População (t CO ₂ /per capita)	12,01	4,18	2,05	3,66	1,76
	CO ₂ /PIB (kg CO ₂ /2000 US\$)	0,45	0,76	0,59	2,5	0,49
	CO ₂ /PIB (PPP)(kg CO ₂ /2000 US\$)	0,44	0,51	0,29	0,66	0,23

Fonte: AIE.

■ 5.2. Expansão da Oferta de Petróleo

■ 5.2.1. Cenário Internacional de Oferta de Petróleo

Segundo o *International Energy Outlook 2006*, no caso de referência, a demanda por petróleo crescerá de 80 milhões de barris por dia em 2003 para 98 milhões em 2015 e 118 milhões barris de petróleo por dia (Bpd) em 2030, a despeito do preço do petróleo crescer, no mesmo cenário e período cerca de 25%.

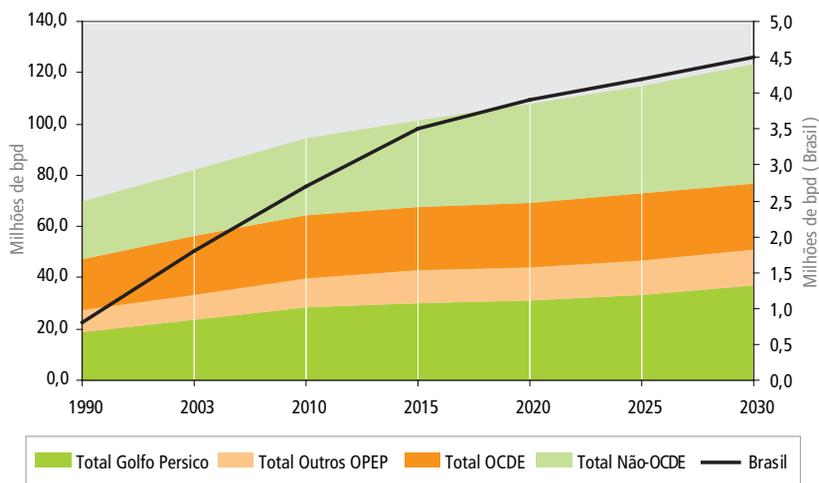
Muito deste consumo provirá dos países asiáticos fora da OCDE onde há um forte crescimento prognosticado, perfazendo cerca de 40% do consumo total. Neste quadro, a oferta deverá ser incrementada de 38 milhões Bpd no período. Tais estimativas de acréscimo são baseadas nas reservas provadas e avaliações da USGS de cada país.

Tabela 5-5 – Produção Segundo o IEO 2006 para Cenários de Preço do Petróleo Alto, Baixo e de Referência (em milhões de barris por dia)

Milhões Bpd	2010 Baixo	2010 Alto	2010 Ref.	2020 Baixo	2020 Alto	2020 Ref.	2030 Baixo	2030 Alto	2030 Ref.
Total Golfo Pérsico	28,30	25,00	28,30	32,70	22,70	31,10	40,60	25,50	36,80
Total Outros OPEP	11,90	10,60	11,60	13,80	10,30	12,80	14,80	11,20	13,90
Total OPEP	40,10	35,60	39,90	46,50	33,10	43,90	55,40	36,70	50,70
Total OCDE	24,20	24,10	24,30	26,30	26,00	25,50	26,20	26,80	26,10
Brasil	3,00	3,00	2,70	4,10	3,90	3,90	5,00	4,00	4,50
Total Não-OPEP	31,00	30,10	30,00	41,20	39,00	38,20	51,20	44,20	46,50
Total Não-OPEP	55,20	54,20	54,40	67,50	65,00	63,70	77,40	71,00	72,60
Total Mundo	95,30	89,80	94,30	114,00	98,00	107,60	132,80	107,70	123,30

Fonte: IEO

Figura 5-1 - Evolução da Produção de Petróleo no Mundo no Horizonte de 2030 pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos no Caso de Referência (em milhões de barris por dia)



Fonte: IEO

Não se espera que ocorram fortes investimentos na exploração, daí o preço do petróleo manter-se em níveis elevados, contudo não se nota, neste documento, alguma restrição de produção física.

■ 5.2.2. Cenário Nacional de Oferta de Petróleo

A partir de estimativas de acompanhamento e do melhor conhecimento geofísico informado pelos *players* do mercado, pode-se adicionar uma reserva especulativa de modo a consubstanciar uma oferta futura que reflita o fato do enorme potencial para pesquisa remanescente.

Com respeito às previsões de produção de petróleo e gás natural do Brasil no médio prazo, estas são compostas de 3 parcelas: (1) a proveniente de contratos de concessão na fase de produção, ou seja, dos campos de petróleo, (2) das áreas com descobertas em avaliação, (3) das áreas concedidas e ainda sem descobertas.

No primeiro caso, a previsão de produção é a que tem maior peso e maior probabilidade de realização (maior que 90%). Ela é decorrente dos compromissos assumidos entre a ANP e o concessionário e de minuciosos projetos de produção e é a parcela mais representativa da previsão de produção. No segundo e terceiro casos, as previsões de produção são estimativas baseada no conhecimento geológico da área. A previsão de produção proveniente das áreas em avaliação tem maior chance de ocorrer, pois é decorrente de áreas mais conhecidas.

Reservas Especulativas. Além do dito com respeito ao médio prazo, em qualquer previsão de disponibilidade futura de longo prazo, há, por certo, um maior grau de incerteza, mas, ainda assim, faz-se mister incorporarem-se reservas ditas “especulativas”, sem o que o exercício de cenarização é incompleto.

As estimativas de reservas especulativas podem ser construídas a partir do U.S Geological Survey (USGS, 2006), o qual avalia o potencial de recursos petrolíferos e de gás natural ainda não descobertos no mundo. Estas estimativas são segmentadas segundo um critério de probabilidade de que as reservas

restantes se encontrem dentro dos valores estimados pelo USGS.

Um problema suplementar, e muito mais difícil, é a determinação do *mix* de petróleo que se espera. A definição de tal *mix* compromete parcialmente a expansão de refino ótima subsequente. No que segue assumimos que se dará a preponderância de petróleo pesado e leve na proporção de 80% para 20% respectivamente, hipótese simplificadora que deve ser sempre revista.

Esta assunção não é trivial dado que a dinâmica das descobertas é imprevisível e mais crítica na medida em que um perfil de refinaria não é muito flexível ao longo de seu tempo de existência. Some-se a isso o fato de que atualmente há um declínio dessa proporção em favor da produção de hidrocarbonetos leves. Assim posto, há a crença subjacente de que esta reversão é temporária. A estimativa é apresentada na Tabela abaixo.

Tabela 5-6 – Estimativa de Recursos Totais Não-descobertos de Petróleo (em 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
TOTAL	8.060	42.234	100.848

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 de mediana (F50), situa-se em torno de 42,2 bilhões de barris, cerca de quatro vezes a reserva provada de 2004.

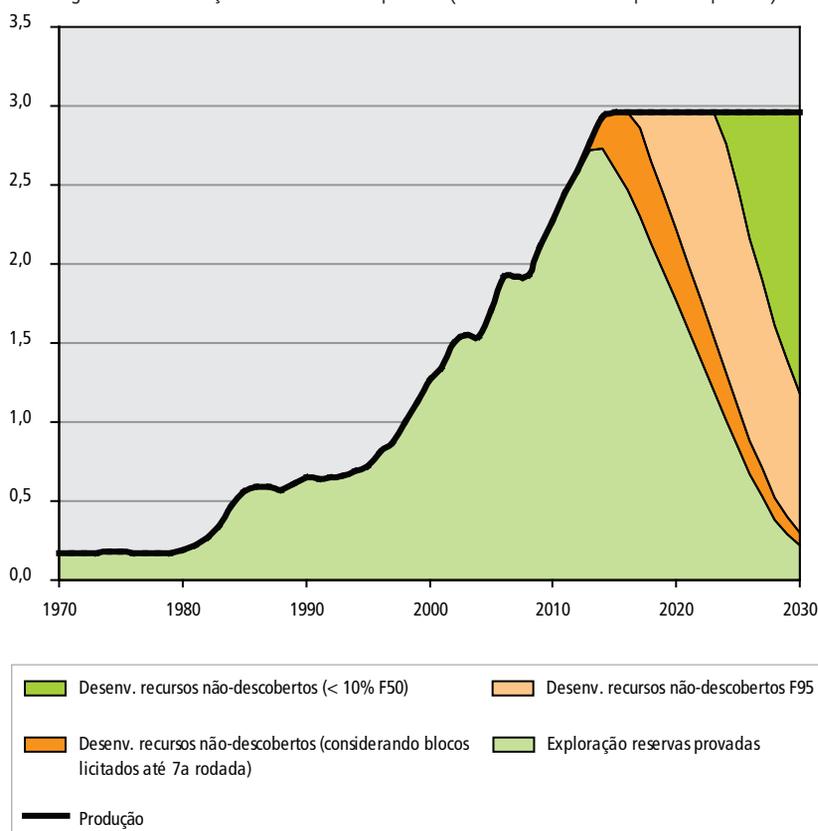
Oferta de Petróleo. A produção de petróleo atinge 2,96 milhões de barris por dia em 2030, como reflexo da política continuada de investimento em exploração e produção. A produção de derivados de petróleo atinge 146,5 milhões de tep (ou o equivalente a 2,81 milhões de barris por dia), em razão da expansão da capacidade de refino, necessária para atender à demanda doméstica.

Tabela 5-7 – Disponibilidade de Oferta de Petróleo no Brasil (em milhões de barris por dia)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção (Mbarris/dia)	1,713	2,27	2,96	2,96	2,96	2,96
Exploração de Reservas provadas(Mbarris/dia)	1,713	2,26	2,6	1,77	0,83	0,22
Desenvolvimento recursos não descobertos(Mbarris/dia)		0,01	0,36	0,45	0,25	0,08
Desenvolvimento recursos não-descobertos F95(Mbarris/dia)				0,74	1,38	0,88

Nota: Inclui apenas até a 7ª rodada

Figura 5-2 – Produção Acumulada Prospectiva (milhões de barris de petróleo por dia)



■ 5.3. Expansão da Oferta de Gás Natural

■ 5.3.1. Oferta Prospectiva de Gás Natural

Em 2005, a oferta interna total de gás natural no Brasil foi de 73,1 Mm³/dia¹⁰, sendo 48,5 Mm³/dia oriundos de produção nacional e 24,7 Mm³/dia de importações da Bolívia e da Argentina (ANP, 2006). Cabe destacar que, da produção doméstica, uma parcela importante (quase 22 Mm³/dia) tem destinação a 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 Mm³/dia, 26,7 milhões dos quais correspondentes à parcela da produção doméstica entregue ao consumo final.

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, na Bacia de Campos e, principalmente, na Bacia de Santos. Com relação às reservas da Bacia de Santos em especial, 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 relativamente altos. No que tange à disponibilidade futura de gás natural no Brasil, uma referência é dada pela U.S. Geological Survey – USGS, cujos dados, embora pouco precisos serão utilizados na ausência de uma melhor estimativa.

Tabela 5-8 – Estimativa de Recursos Totais não Descobertos (em bilhões de m³)

Foz do Amazonas	216,0	786,8	1.644,6	845,0
Sergipe-Alagoas	38,7	198,3	563,8	236,0
Espírito Santo	105,1	775,3	2.508,3	970,9
Campos	106,0	467,3	1.321,5	557,6
Santos	498,4	2.107,2	4.634,2	2.280,8
Pelotas	0,0	556,2	1.579,9	645,8
TOTAL	964,2	4.891,3	12.252,3	5.536,1

Ressalte-se que os valores indicados 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 (F95) convertam-se, todos, em reservas, e considerando que as reservas brasileiras atuais de gás natural são de 326 bilhões de m³ (ANP, 2005), pode-se avaliar que as reservas nacionais possam crescer para 1,29 trilhões de m³.

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;

¹⁰ Mm³ = milhões de m³.

- Um segundo período, entre 2012 e 2016, para o qual a referência básica são os estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016.
- 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, recentemente divulgado pela Petrobrás, que prevê a entrega de 71 milhões de m³/dia até 2011, o que significa uma produção de cerca de 90 milhões de m³/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 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 5-3. Observe-se que a hipótese é de quintuplicar a produção atual de gás (48,5 milhões de m³/dia, em 2005) até 2025, atingindo-se o valor de 251,7 milhões de m³/dia. Considerando-se uma razão reserva/produção de 18 anos¹¹, 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 1.430 bilhões de m³. Em adição, o acréscimo nas reservas é de 1.344 bilhões de m³. Somados, esses valores montam a 2.774 bilhões de m³, 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).

11 Em 2005, a razão R/P foi de 17,3 anos, dada a produção de 48,5 milhões de m³/dia e reservas provadas de 306 bilhões de m³.

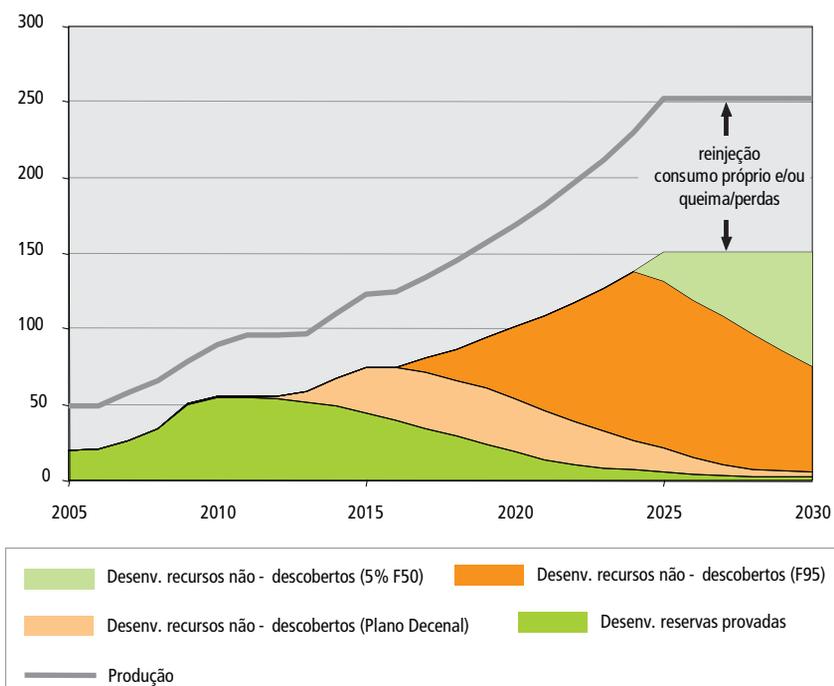
Figura 5-3 – Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural (em milhões de m³ por dia)

Tabela 5-9 - Projeção das Reservas e da Produção Nacionais de Gás Natural

Ano	Produção ¹ milhões m ³ /dia	Reservas bilhões de m ³	R/P anos
2005	48,5 ²	306	17,3
2010	89,6 ³	631	19,3
2020	169,0	1.110	18,0
2030	251,7	1.650	18,0
Acumulado⁴	1.430,0		

Nota: 1) inclui parcela para consumo próprio, queima e reinação; 2) valor verificado; 3) estimado a partir da previsão de entrega de gás (71 milhões de m³/dia) do Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras; 4) em bilhões de m³, no período 2005-2030.

■ 5.3.2. Oferta Prospectiva de Gás Natural Liquefeito no Mercado Internacional

Box – Gás Natural Liquefeito (GNL)

• **Características do GNL** – O Gás Natural (GNL) consiste quase inteiramente de metano (CH_4), o hidrocarboneto mais simples. Tipicamente, GN é composto de 85 até 95% de metano, e poucos per centos de etano e algum propano e butano e traços de nitrogênio. A exata composição varia de acordo com a fonte. Para a formação do GNL o Gás Natural é resfriado (-162 C°) o que reduz o volume em até 600 vezes. Como resultado um navio de GNL provê, em média, cerca de 3 bilhões de pés cúbicos (equivalente a 5% da demanda diária dos Estados Unidos, ou 85 milhões de metros cúbicos, ou cerca de 0,5% da produção nacional anual de gás natural de 2005). O GNL surgiu como uma solução para a monetização de reservas remotas de gás, permitindo assim que mercados consumidores consumissem gás produzido a grandes distâncias, através de seu transporte em navios metaneiros. O GNL, uma vez colocado em um terminal de regaseificação, também pode ser movimentado (em volumes menores), via terrestre, através de carretas criogênicas para locais não atendidos pela malha de gasodutos, aumentando assim a sua utilização

• **Regaseificação** – Existem hoje no mercado, dois tipos de regaseificação: A regaseificação clássica onde os tanques criogênicos e os trocadores de calor da regaseificação são instalados em terra e a regaseificação “offshore”. A escolha entre uma ou outra opção depende basicamente do prazo mínimo para o atendimento do mercado e também da duração prevista para o terminal operar (longo ou curto prazo).

• **Transporte** – O GNL é transportado por navios até os terminais de regaseificação existentes, sendo então estocados ou enviados pelos dutos de distribuição.

• **Volume** – Em 2002, 12 países embarcaram 5.4 Tcf de gás natural em navios (113 milhões de toneladas de GNL) para outros 12 países importadores.

• **Dinâmica** – O crescimento deste mercado é função da demanda e declínio das reservas domésticas de gás natural, hoje não há uma limitação até 2030 de oferta, sendo a penas a infra-estrutura o fator limitante.

• **Participação** – O GNL hoje responde por cerca de 6% do consumo mundial de gás e cerca de 30% do total de gás exportado em 2002. Embora haja contratos de curto prazo, os contratos de longo prazo são a pratica mais habitual.

Oferta Internacional de GNL. Não há uma previsão confiável de oferta internacional de GNL em um horizonte tão longo, que se possa balizar-se, até porque há a necessidade que se instale a infra-estrutura apropriada. Tudo o que é possível é compor um quadro de indícios.

Os volumes de comercialização do GNL estão previstos por consultorias aumentar cerca de 170% até 2020, significando uma enorme expansão deste mercado em um período relativamente pequeno de tempo.

O GNL está, cada vez mais, se transformando em uma “commodity”, já podendo ser negociado no mercado “spot”. Esta particularidade permite ao Brasil utilizar o GNL como um recurso suplementar para períodos de elevação temporária da demanda de gás natural, ou ainda, quando a infra-estrutura de gasodutos existente não permitir a movimentação entre áreas com disponibilidade excedente de oferta e áreas com demanda não atendida. Esta situação poderá ocorrer quando for necessário que várias usinas termoeletricas despachem ao mesmo tempo, por exemplo.

No horizonte de médio prazo a Petrobrás anunciou a instalação de dois terminais de regaseificação de GNL no país: em Pecém no Estado do Ceará, e na Baía de Guanabara, no Estado do Rio de Janeiro. Os mesmos estão inclusos como premissas no estudo referente à ampliação da infra-estrutura.

Panorama Internacional. Países da Europa, Não-OCDE, Eurásia e Oriente Médio, respondem por cerca de $\frac{3}{4}$ das reservas provadas de gás em 2006, mas em 2003, estas mesmas regiões respondiam por cerca de 40% da produção mundial. A Rússia é hoje a maior produtora de gás do mundo como uma exportação líquida de 6,3 trilhões de pés cúbicos (0,2 trilhões de metros cúbicos), toda esta exportação despachada por meio de gasodutos. Do mesmo modo, há planos de exportação a partir do oriente médio, muito embora a produção seja utilizada prioritariamente para geração de energia elétrica.

Outros países fora da OCDE são esperados aumentar a sua produção de gás natural. Em particular, a África permanece como um potencial a ser desenvolvido, podendo aumentar a produção de Gás Natural em uma média de 4,9% ao ano até 2030 em média. Uma quantidade apreciável desta produção que poderá ser exportada por meio de GNL, a partir de países como Argélia, Nigéria, Líbia e Egito.

A Ásia, apesar de grande produtora também é forte demandante de gás, sendo uma importadora líquida. Na América do sul, e Trinidad e Tobago continua a ofertar GNL, havendo a possibilidade de que a Venezuela e Peru possam também a exportar GNL no futuro.

GNL é esperado tornar-se uma importante fonte de oferta de energia no futuro. Atualmente existem apenas doze países exportadores de GNL no mundo, mas esse número pode aumentar rapidamente com a entrada de novos players como a Rússia (2008), Noruega, Guiné-bissau (estão implantando os primeiros terminais de liquefação) e o Peru o primeiro terminal de liquefação da América do Sul.

Tabela 5-10 – Movimentos de Comercio de Gás natural Liquefeito em 2005 (em milhões de ton)

Para	De													Importação
	USA	Trinidad & Tobago	Oman	Qatar	UAE	Argélia	Egito	Líbia	Nigéria	Austrália	Brunei	Indonésia	Malásia	
América do Norte														
Estados Unidos	-	12,44	0,07	0,08	-	2,75	2,05	-	0,23	-	-	-	0,25	17,87
Am. Sul/ Central														
Rep. Dominicana	-	0,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25
Porto Rico	-	0,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,67
Europa														
Bélgica	-	0,08	-	-	-	2,90	-	-	-	-	-	-	-	2,98
França	-	-	0,08	-	-	7,50	1,05	-	4,20	-	-	-	-	12,83
Grécia	-	-	-	-	-	0,46	-	-	-	-	-	-	-	0,46
Italia	-	-	-	-	-	2,50	-	-	-	-	-	-	-	2,50
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	1,58	-	-	-	-	1,58
Espanha	-	0,50	1,65	4,56	0,31	5,19	3,53	0,87	5,00	0,08	-	-	0,16	21,85
Turquia	-	-	-	-	-	3,85	-	-	1,03	-	-	-	-	4,88
Reino Unido	-	0,07	-	-	-	0,45	-	-	-	-	-	-	-	0,52
Asia														
Índia	-	-	0,08	5,80	-	-	-	-	-	0,16	-	-	-	6,04
Japão	1,84	-	1,25	8,35	6,75	0,08	-	-	-	13,05	8,35	19,00	17,65	76,32
Korea do Sul	-	-	5,93	8,31	0,08	-	0,30	-	-	1,16	0,80	7,51	6,36	30,45
Taiwan	-	-	0,16	-	-	-	-	-	-	0,40	-	4,95	4,10	9,61
Exportação	1,84	14,01	9,22	27,10	7,14	25,68	6,93	0,87	12,04	14,85	9,15	31,46	28,52	188,81

Fonte: BP (2006).

O número de países que estão implantando a infra-estrutura necessária para receber GNL também está aumentando. China, Canadá e México já possuem terminais de importação em construção enquanto a Alemanha, Polônia, Croácia, Singapura e Chile são outros países que consideram a construção de infra-estrutura.

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

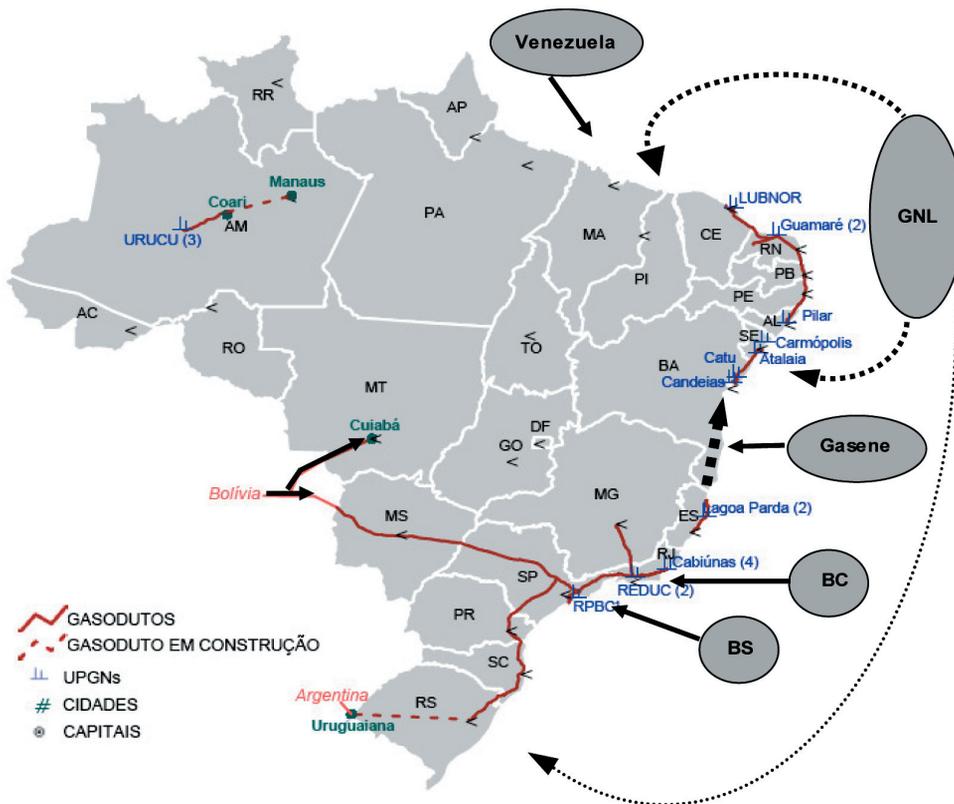
(i) Pela Venezuela, país que detém as maiores reservas provadas desse energético na América do Sul, e com o qual o governo brasileiro desenvolve estudos conjuntos para a construção de um gasoduto para interligar as reservas venezuelanas ao mercado brasileiro; e/ou

(ii) Pela ampliação do Gasbol (Gasoduto Bolívia-Brasil), que hoje já opera com uma capacidade de 30 milhões de metros cúbicos diários.

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.

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. Na Figura 5-4 podem-se visualizar as alternativas de suprimento de gás natural para o país.

Figura 5-4 – Possibilidades de Suprimento de Gás Natural ao Brasil¹



Notas: 1) 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; BS= Bacia de Santos; BC= Bacia de Campos; GASENE= Gasoduto Sudeste-Nordeste; GNL= Gás Natural Liquefeito.

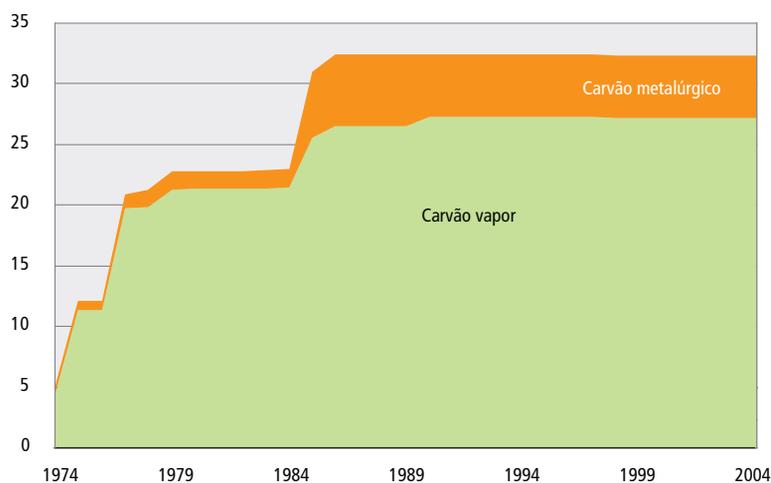
Fonte: ANP

■ 5.4. Expansão da Oferta de Carvão Mineral

De acordo dados do Balanço Energético Nacional, as reservas atuais de Carvão são de aproximadamente 32 bilhões de toneladas desde 1985, tendo sido reavaliadas e recompiladas ao longo do período, conforme Figura 5-5.

Com relação ao carvão metalúrgico, a produção nacional é pouco significativa e, em 2003, quase a totalidade do seu consumo foi atendida a partir da importação, oriunda primordialmente da Austrália (26%), Estados Unidos (22%), China (21%), Canadá (9%) e África do Sul (5%). Essa importação deve continuar crescendo em razão da expansão da indústria metalúrgica no mundo e o forte crescimento econômico mundial. A expectativa é de que esse quadro não se reverta no curto ou médio prazos, o que significa que o País deverá gastar cada vez mais divisas para atender às suas necessidades de carvão coqueificável.

Figura 5-5 – Evolução das Reservas de Carvão Mineral Nacional (em bilhões de ton)



Fonte: BEN - MME/EPE (2005).

Cenários de Oferta Possíveis. É lícito supor que, havendo aporte adequado de recursos financeiros, o volume de reservas totais, mas especialmente o de reservas medidas, deva crescer no do horizonte de 2007/2030.

Assim, construíram-se 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, evoluíram, somente após 2015, para 9,2 bilhões de toneladas. Em adição, devido às características do carvão nacional, admitiu-se que grande parte deste carvão seria destinada para a geração de energia elétrica.

Ademais, considerou-se que no horizonte pretendido, 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 até 10.000 MW em termelétricas a carvão nas regiões Nordeste e Sudeste.

Comércio Internacional. 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 Oceania¹², 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 e 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 1.000 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.

12 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).

■ 5.5. Expansão da Oferta da Bioenergia

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.

Box – Biomassa

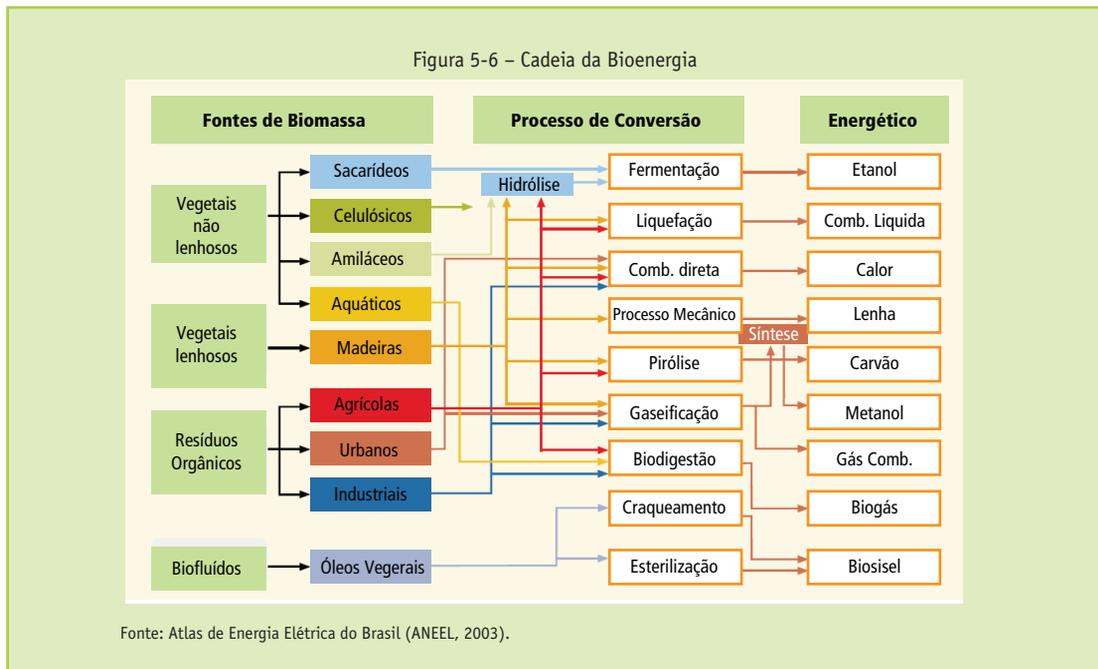
- **Conceito** – O termo biomassa compreende a matéria vegetal gerada pela fotossíntese e seus diversos produtos e subprodutos derivados, tais como florestas, culturas e resíduos agrícolas, dejetos animais e matéria orgânica, contida nos rejeitos industrial e urbano. Essa matéria contém a energia química 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.

- **Rotas de Conversão** - A biomassa energética apresenta rotas significativamente diversificadas, com extensa variedade de fontes, que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas. Existe uma grande quantidade de 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.

- **Vantagem Comparativa** - 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. Ademais, 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.

Continua...

Continuação...



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 5-11. Esses 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 5-11 – Ocupação dos Solos no Brasil

Tipo de uso ou ocupação	10 ⁶ ha	%
Floresta Amazônica e áreas de proteção ambiental ¹	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
TOTAL	851	100,0

Nota: 1) 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. 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 5-12 – Oferta de Biomassa no Brasil em 2005

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

Notas: 1) Considerou-se na conversão 1 bep = 5,95 GJ; 2) Licor negro, com concentração entre 75 e 80% de resíduos sólidos; 3) Resíduos de madeira da indústria de celulose: lenha, cavaco e cascas de árvore; 4) 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.

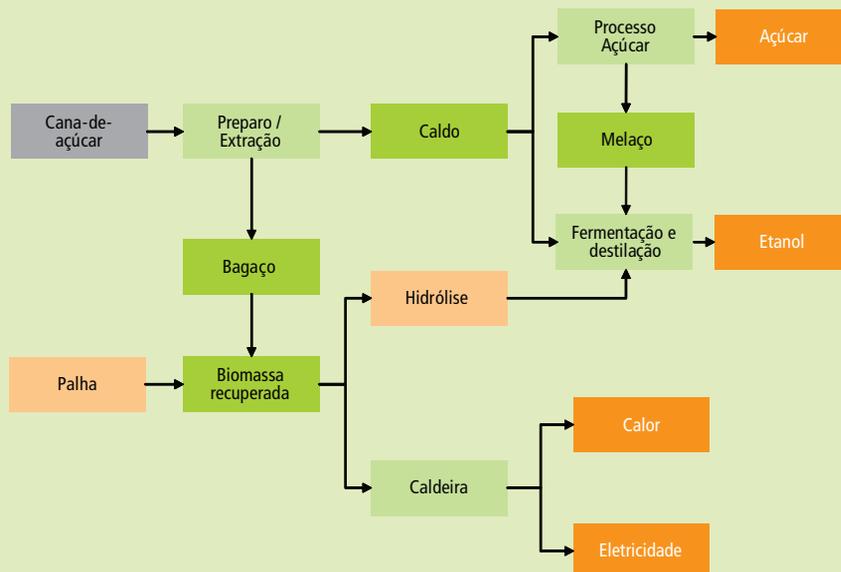
Merecem destaque os resíduos da cana, uma vez que cerca de 50 % dessa biomassa já se encontra disponível nas instalações industriais e, em 2005, somaram 118 milhões de toneladas em base seca, o equivalente a 900 mil barris equivalentes de petróleo por dia. Seu uso como energético primário já é tradicional 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, particularmente em uma 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 m³ para 115 milhões de m³ por ano em 2015.

Box – A Cana-de-açúcar

• **A Cadeia** – A cadeia produtiva da cana-de-açúcar, representada na Figura abaixo, 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.

• **Hidrólise** - 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.

Figura 5-7 - Cadeia da Cana-de-açúcar



Expansão da 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 m³ 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.

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, aumentar 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 m³ 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 m³ 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 5-14.

Tabela 5-13 – Expansão da Produção Brasileira de Cana e Derivados

	2005	2010	2020	2030
Cana-de-açúcar				
Produção (10⁶ ton)	431	518	849	1.140
Área ocupada (10⁶ ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
Açúcar (10 ⁶ ton)				
Produção	28,2	32,0	52,0	78,0
Exportação	17,8	21-23	28-30	31-37
Etanol (10 ⁶ m ³)				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,4	14,2	11,5
Biomassa (10 ⁶ ton)				
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.

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. Atualmente, 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.

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. Atualmente, 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.

Hipótese de Recuperação da Palha. A Evolução da recuperação da palha considerada nos estudos considera que, em 2030, confrontaríamos com um percentual de 20% da palha 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.

Oferta Prospectiva de Biomassa do Setor Sucroalcooleiro Brasileiro. 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 5-14 - Oferta de Biomassa de Cana (em milhões de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Produção de cana	431	516	849	1.140
Biomassa produzida	117,8	141,9	233,5	313,5
Bagaço	57,8	69,7	114,6	153,9
Palha	60,0	72,2	118,9	159,6
Biomassa ofertada	57,8	73,3	132,3	185,8
Uso do bagaço	100%	100%	100%	100%
Recuperação da palha	0%	5,0%	14,9%	20,0%
Destinação da biomassa				
Produção de etanol	0,0	0,3	17,7	18,7
Produção de eletricidade	57,8	73,0	114,6	167,1

Oferta Prospectiva 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.

Atualmente, 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 representa, 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.

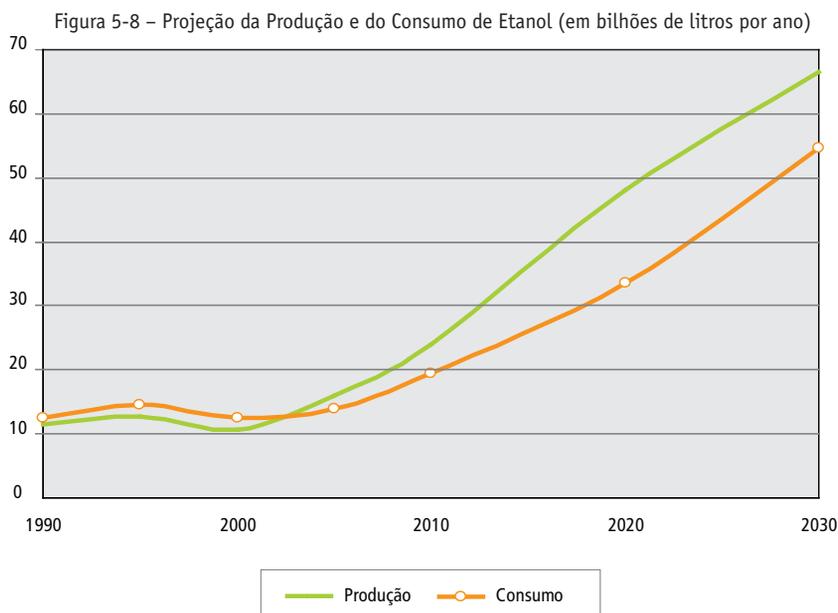
Some-se a esse quadro, o empenho mundial na direção de se encontrar uma solução que concilie o atendimento à crescente demanda energética, com a preocupação de redução dos respectivos impactos ambientais, notadamente as emissões de gases de efeito estufa. Nesse aspecto, o carro *flex fuel* surge competitivo, tanto em termos de custo e consumo, como em termos das emissões, conforme evidenciado na Tabela 5-15. 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 5-15 – Desempenho de Veículos Leves, 2030¹

	Custo	Consumo ²	Emissões CO ₂ ³
	US\$ mil	km/l	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

Notas: 1) Estimativas para veículos leves de tamanho médio; 2) Consumo em km/l de gasolina equivalente; 3) Emissões "tail-pipe".
Fonte: AIE.

Nessas condições, e considerando a expansão da produção de cana anteriormente apresentada, compõe-se um cenário para produção de etanol apresentado na Figura 5-8. 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.



■ 5.6. Expansão da Oferta de Refino

■ 5.6.1. Perspectivas de Expansão da Oferta de Refino no Mundo

Nos parques de refino mais complexos do mundo, diante das incertezas associadas às margens de refino, ao preço do petróleo e ao próprio mercado futuro de derivados, existe uma relutância em expandir capacidade nominal de refino, mas não de tratamento e conversão (que estão associadas à crescente severidade de especificações de qualidade de combustíveis nestes mercados).

Ademais, observa-se também a busca pela adequação da produção de derivados e a estrutura de consumo do mercado, significando, não só investimentos em unidades de conversão e de tratamento, como também a desativação de plantas menos complexas.

Com respeito aos fatores de utilização da capacidade de refino, em que pese a redução das margens de lucro e o aumento da competitividade, espera-se que continuem a subir. Com efeito, em 1980, o fator de utilização da capacidade de refino médio dos EUA era cerca de 80%. Presentemente se encontra no patamar de 90%. A Tabela 5-16 apresenta os fatores de capacidade para algumas regiões.

Tabela 5-16 – Evolução dos Fatores de Capacidade de Refino para Algumas Regiões (em %)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Mundo	84	84	82	84	86	86
União Européia 25	92	92	89	91	93	92
Total OCDE	91	91	89	9	91	91
Total Antiga União Soviética	56	59	62	64	66	7
Total América do Norte	91	91	90	92	92	89
Total América do Sul e Central	82	82	75	75	82	81
Total África	74	77	68	66	69	73
Total Europa & Eurásia	79	79	78	8	82	83
Total Oriente Médio	85	85	84	84	81	83

Fonte: BP.

Investimentos e Tendências. Futuros investimentos em refinarias dos países em desenvolvimento deverão contemplar configurações mais avançadas, de modo a atender à demanda mundial por produtos mais leves, como gasolina e nafta, e diminuir as quantidades disponíveis de óleo combustível. Ademais, haverá também a necessidade de se processar petróleos mais pesados e de menor qualidade no futuro com o esgotamento das reservas de petróleo leve.

Uma outra tendência observada é a busca por economias de escala. Na Europa, por exemplo, além do processo de consolidação, observa-se a tendência à formação de grandes centros de refino por meio da integração de diversas plantas geograficamente próximas, possibilitando economias de escala, sinergias operacionais e redução de custos logísticos.

Nesta busca pela economicidade, a distancia entre a produção e o consumo desempenha também um papel importante. O mercado asiático, ora atendido pelos derivados do Oriente Médio, poderá ser atendido pelos próprios refinadores asiáticos. Para a China, espera-se a continuidade da racionalização das plantas de refino com baixa capacidade, além de investimentos em novas plantas, próximas aos

grandes centros consumidores. Com a taxa de aumento da demanda por derivados situando-se em 10% a.a., a opção estratégica do país, para evitar a dependência de importações de derivados, será investir em novas plantas.

Atualmente, estão efetivamente em construção aproximadamente 476.100 barris/dia de capacidade de destilação no mundo inteiro. Deste total, 50% correspondem a quatro novas refinarias, sendo uma na Índia (180.000 barris/dia), uma na Nigéria (12.000 barris/dia), uma em Papua Nova Guiné (32.500 barris/dia) e uma na Ucrânia (16.000 barris/dia). A outra metade da capacidade em construção corresponde a ampliações de refinarias já existentes.

Ademais, do total da capacidade planejada, 80% destinam-se aos mercados emergentes na Ásia, Américas do Sul e Central, Oriente Médio e África, sendo que 50% estão concentrados na Ásia; o restante da capacidade planejada concentra-se nos mercados maduros (Estados Unidos e Europa), incluindo a Europa Oriental, o que conduz à conclusão de que investimentos em capacidade de destilação na região já estão em curso e não estão previstos no curto/médio prazos.

Com relação às capacidades de conversão e tratamento efetivamente sendo construídas, a situação é a seguinte: 40% da capacidade de conversão e 50% da capacidade de tratamento concentram-se na América do Norte; o restante da capacidade de conversão sendo construída está distribuída pelos mercados emergentes (América do Sul, Europa Oriental e Oriente Médio).

■ 5.6.2. Expansão da Oferta Nacional de Refino

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

- A expansão, quando necessária, se faria 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 nafta na petroquímica e possibilitando, em lugar de exportá-lo, agregar maior valor à produção de óleo cru, sempre que esta alternativa for economicamente viável.

Box – H-Bio e Biodiesel

O biodiesel pode ser produzido a partir de diversas matérias-primas, tais como óleos vegetais, gorduras animais, óleos e gorduras residuais, por meio de diversos processos. Pode, também, ser usado puro ou em mistura de diversas proporções com o diesel mineral.

De modo geral, pode-se afirmar que o biodiesel é um produto comercial. O custo não é competitivo com o diesel mineral, mas há contínuo avanço das tecnologias para a produção. Simplificando, os processos para conversão de óleos vegetais em combustíveis podem usar transesterificação ou craqueamento. A transesterificação, por sua vez, pode empregar catalisadores alcalinos, ácidos ou enzimáticos, e etanol ou metanol. Com as tecnologias atuais, pode-se concluir que a transesterificação alcalina é a rota mais interessante, embora haja desenvolvimentos em processos térmicos. A transesterificação etílica apesar de mais complexa que a rota metílica, poderá atingir níveis equivalentes de qualidade. A matéria-prima é importante na decisão sobre o uso de catálise ácida ou básica.

O processo H-Bio foi desenvolvido para inserir o processamento de matéria-prima renovável no esquema de refino de petróleo e permitir a utilização das instalações já existentes. O óleo vegetal ou animal é misturado com frações de diesel de petróleo para ser hidroconvertido em Unidades de Hidrotratamento (HDT), que são empregadas nas refinarias, principalmente para a redução do teor de enxofre e melhoria da qualidade do óleo diesel.

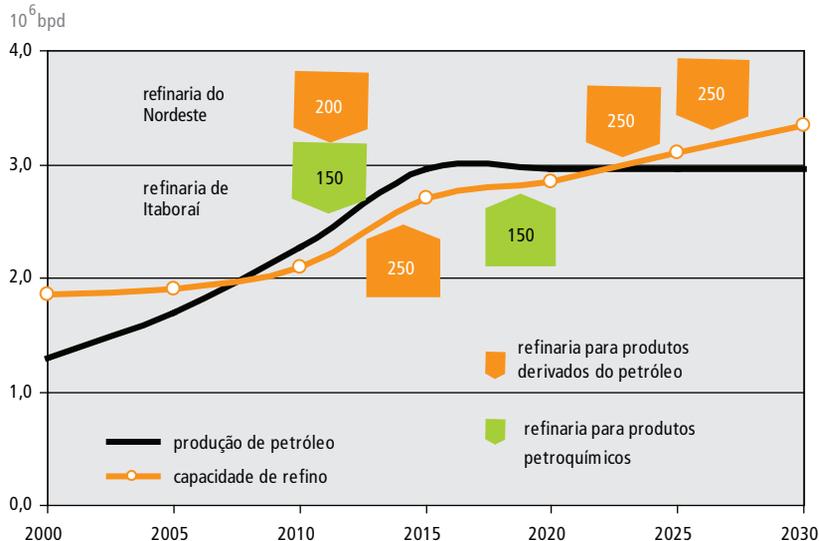
Para 2007, a Petrobrás considera a possibilidade de implantar a tecnologia H-Bio em três refinarias, alcançando um consumo de óleo vegetal da ordem de 256.000 m³/ano. Para 2008 está prevista a implantação do processo H-Bio em mais duas refinarias, o que deverá elevar o processamento de óleo vegetal para cerca de 425.000 m³/ano.

O Centro de Pesquisas da Petrobrás realizou testes em planta piloto com até 30% de óleo vegetal na carga do HDT, em mistura com frações de diesel, tendo gerado um produto que tem as mesmas características do diesel de petróleo. Porém, o uso dessa alta proporção de óleo vegetal, nas unidades industriais de HDT existentes, encontra restrições operacionais devido ao maior consumo de hidrogênio e limitações de alguns equipamentos que não foram dimensionados para tal no seu projeto original. Diante disso, a área de Refino da Petrobrás está realizando testes industriais, usando até 10% em volume de óleo de soja na carga do HDT, que demonstram a adequação e a flexibilidade da tecnologia.

Nessas condições, a expansão do refino após 2015 (até 2030) comporta a instalação de três novas unidades, sendo duas delas do tamanho modular típico admitido por hipótese, portanto: duas 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 1,25 milhões de barris por dia, correspondendo a aproximadamente 63% do parque atualmente instalado. A Figura 5-9 apresenta a expansão do refino considerada no PNE 2030 e Matriz 2030.

Figura 5-9 – Expansão da Capacidade de Refino no Brasil (em milhões de barris de petróleo por dia)



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. A primeira, prevista para 2023, apresenta um perfil de refino que privilegia a produção de Diesel (“Refinaria Diesel”). A segunda, 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.

Evolução da Estrutura. As novas refinarias propostas, com perfis diferentes das do parque em operação, assim como a continuidade dos programas da Petrobrás 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 5-10.

Síntese e Principais Resultados. A evolução do balanço de matérias-primas e os principais produtos das refinarias são apresentados na Tabela 5-17. 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 5-10 – Evolução do Perfil de Produção de Derivados do Refino Nacional (% sobre dados em tep e incluindo H-bio)

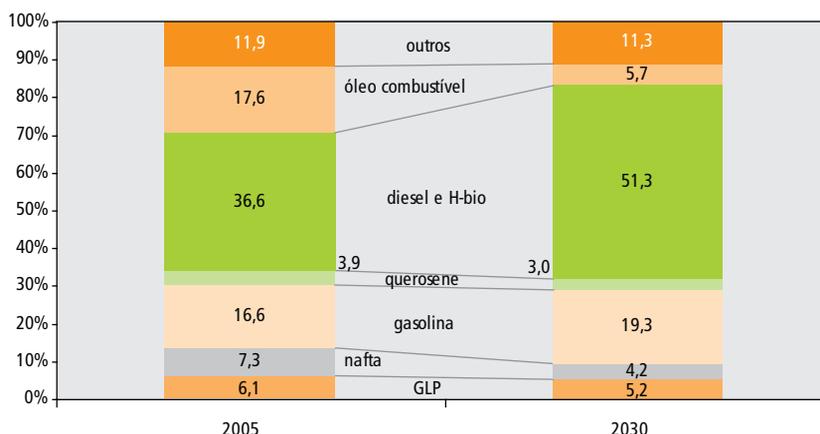


Tabela 5-17 – Balanço dos Principais Produtos da Refinaria (em bilhões de litros por ano)

	2005	2010	2020	2030
Matérias primas				
Petróleo, LGN e óleo vegetal	-100,5	-107,2	-156,2	-183,3
Petróleo	-98,8	-103,6	-146,8	-169,7
LGN	-1,7	-1,5	-2,5	-3,8
Óleo vegetal	-	-2,1	-6,9	-9,8
Principais produtos				
Óleo Diesel ¹	38,4	44,6	80,9	100,0
Óleo Combustível	16,2	14,5	8,6	9,3
Gasolina	20,4	22,9	33,8	41,3
Gás Liquefeito de Petróleo ²	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

Nota: 1) Inclui diesel produzido a partir de óleo vegetal (processo H-Bio); 2) Não inclui a produção de GLP das UPGNs

O balanço entre o consumo estimado e a produção dos principais derivados é apresentado nas Figuras 5-11 a 5-14. 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 5-11 – Produção e Consumo de Óleo Diesel (em bilhões de litros)

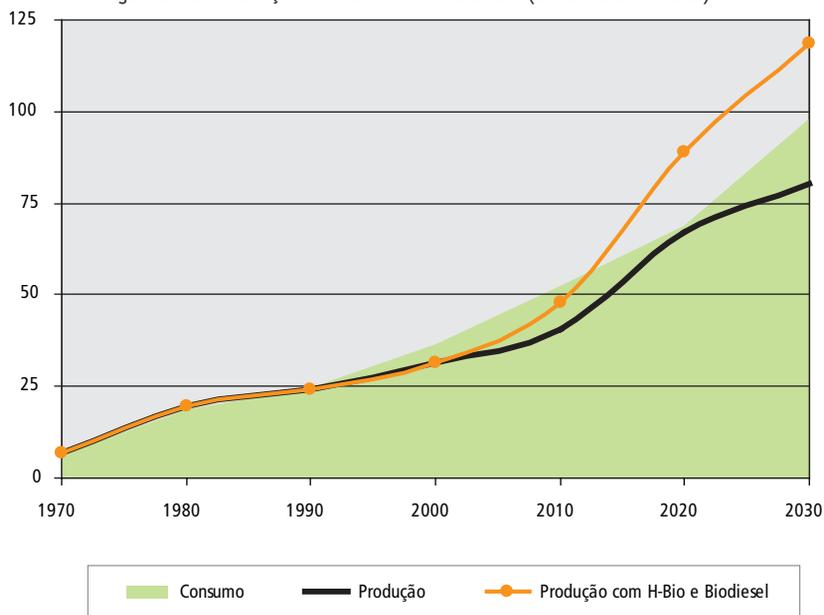


Figura 5-12 – Produção e Consumo de Gasolina (em bilhões de litros)

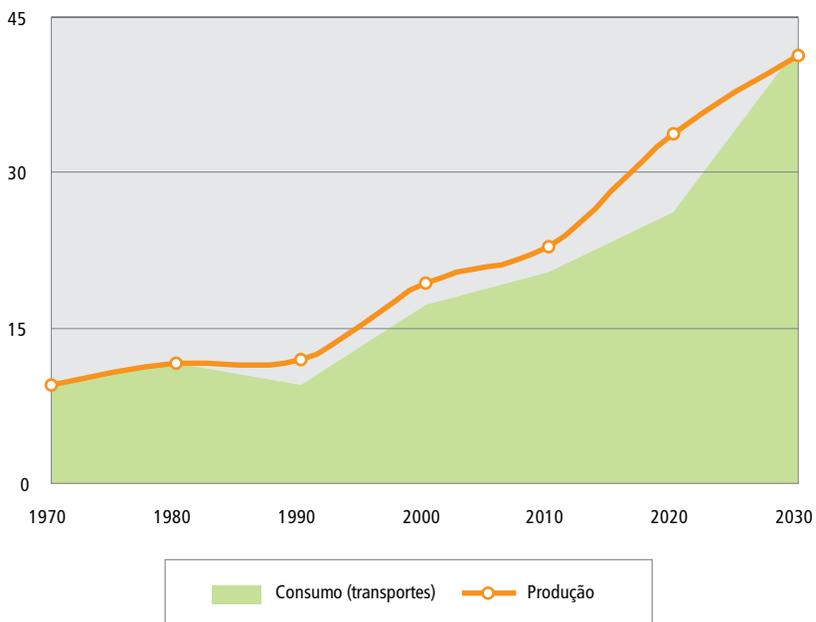
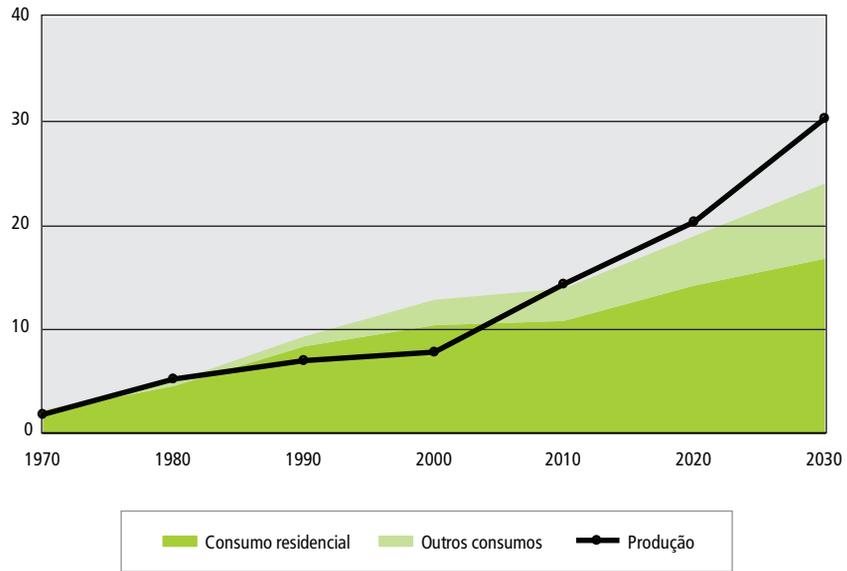
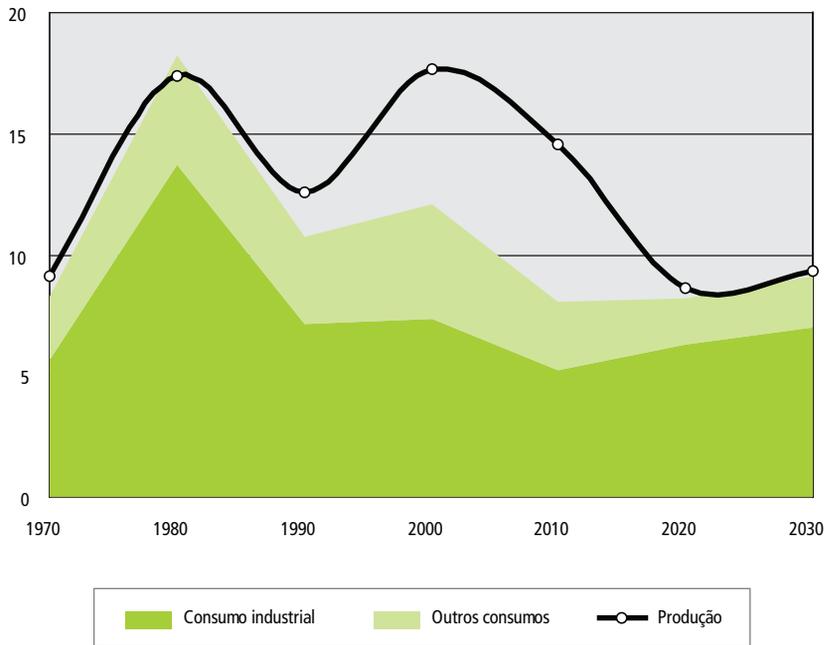


Figura 5-13 – Produção e Consumo de GLP (em bilhões de litros)



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

Figura 5-14 - Produção e consumo de Óleo Combustível (em bilhões de litros)



Vale ressaltar que à produção de GLP e gasolina das refinarias deve ser somada a produção destes produtos resultante do processamento de gás natural. Admitiu-se que o processo utilizado nas UPGNs seria sempre o mesmo, voltado para a separação de GLP e C5+ até o fim do período e que o índice de absorção e a participação de gás associado e gás não associado na produção total, considerando recursos descobertos e não descobertos.

Box – UPGNs

O processamento de gás natural resulta na recuperação de hidrocarbonetos líquidos e na produção de gás natural seco. Em algumas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), o processamento inclui a separação de LGN (Líquido de Gás Natural) em GLP e C5+. As recuperações de líquidos que podem ser alcançadas dependem do tipo de processo utilizado e da riqueza do gás natural.

Em função do crescimento da produção de gás natural até 2030, haverá a necessidade de implantação de UPGNs para processamento deste energético e disponibilização do gás natural seco para o consumo final.

Sendo assim, a produção total final de GLP contabilizou também a produção de UPGNs, Observa-se o aumento da produção de GLP em função da expectativa de aumento da produção de gás natural no horizonte considerado e do aumento da expectativa de recuperação de GLP considerada.

■ 5.7. Expansão da Oferta de Energia Elétrica

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, que representam 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 elétrico¹³, é lícito admitir que outras fontes deverão compor essa expansão.

13 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).

■ 5.7.1. Oferta Potencial no Longo Prazo

Como já mencionado, o Plano 2015 (Eletrobrás, 1992) estimou o potencial de geração hídrica no Brasil em 260.000 MW¹⁴. Atualmente, considerando o potencial cuja concessão já foi outorgada (usinas em operação, em construção e em processo de licenciamento), pouco mais de 30% estão explorados¹⁵. 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 5-18. Esses números refletem a importância da qual se reveste 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.

Tabela 5-18 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro (em 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
TOTAL	77.777	126.164	47.549	251.490	
%	30,9	50,2	18,9	100,0	100,0

Notas: 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) valores não incluem o potencial de pequenas centrais hidrelétricas.

14 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 sua adequação à curva de carga do sistema.

15 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.

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.

Para a avaliação da expansão, excluiu-se 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)

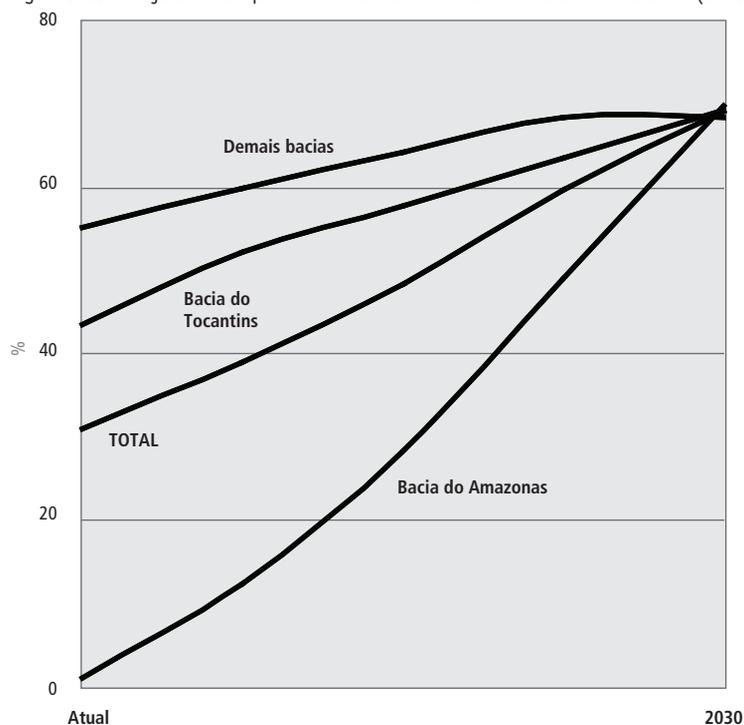
Em termos quantitativos, essas hipóteses compreendem a possibilidade de se chegar a uma potência hidrelétrica de até 174 mil MW em 2030, conforme indicado na Tabela 5-19, e de uma evolução do índice de aproveitamento do potencial hidrelétrico conforme indicado na Figura 5-15.

Tabela 5-19 – Potencial de Geração dos Recursos Hídricos (em GW)

Bacia	Amazonas	Tocantins Araguaia	Demais	TOTAL
Potencial aproveitado	1	12	65	78
Expansão potencial até 2015	12	2	6	20
Expansão potencial após 2015	61	5	10	76
TOTAL	74	19	81	174

Notas: 1) potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada; 2) valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais; 3) valores não incluem o potencial de pequenas centrais hidrelétrica, estimado em 17.500 MW; 4) do potencial da bacia do Amazonas, cerca de 17.000 MW não apresentam restrições ambientais significativas e poderiam ser explorados antes de 2020. 5) A potência total indicada significa que 60 mil MW não seriam considerados no horizonte do PNE 2030.

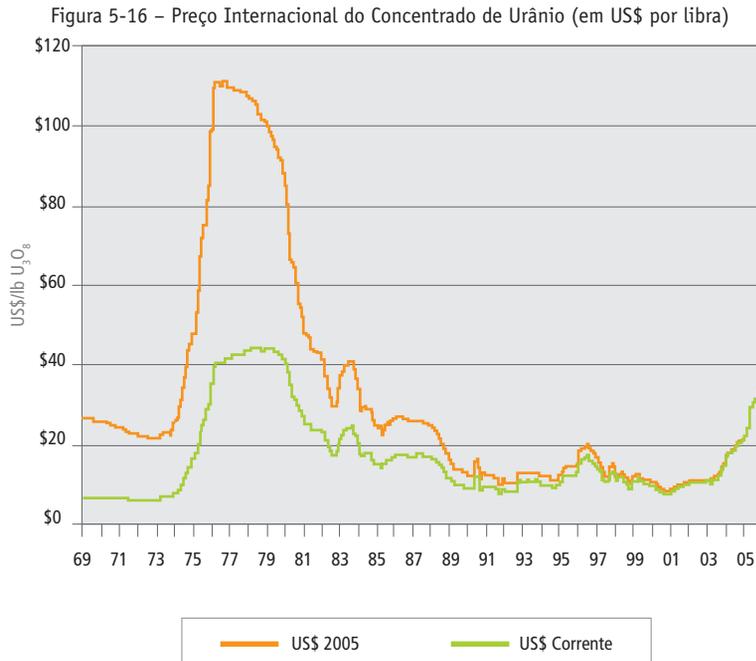
Figura 5-15 – Trajetória de Aproveitamento dos Recursos Hidrelétricos Nacionais (em %)



Energia Nuclear. 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. Outra questão relevante quando se trata da energia nuclear, a despeito dos avanços feitos na área, é o tratamento e a disposição dos rejeitos.

Conforme dados da AIEA (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.

Quanto aos preços, 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.



Fonte: Trade Tech

No Brasil, a primeira usina a entrar em operação, Angra 1¹⁶, 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%¹⁷.

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, sendo 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 – INB¹⁸, 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 6,3 mil toneladas de U₃O₈, conhecidas em 1973, para a atual quantidade, pouco mais de 309 mil toneladas (Figura 5-17), ainda que nos últimos 20 anos a evolução tenha sido insignificante.

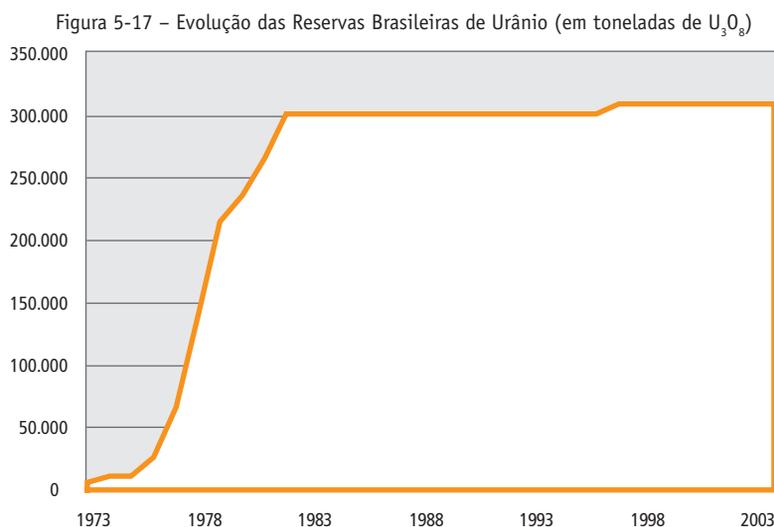
16 A construção da usina iniciou-se em 1972. A primeira reação em cadeia foi estabelecida em 1982. A entrada em operação comercial deu-se em 1985.

17 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.

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

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 terem 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.



Fonte: BEN - MME/EPE (2004).

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 a principal fase, o enriquecimento. Essa fase é a principal tanto em termos econômicos, visto que é a que demanda a maior parte dos investimentos do ciclo¹⁹; 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 promete investir R\$ 250 milhões, sendo R\$ 22,4 milhões já 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.

19 "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.cgee.org.br>>).

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.

Na perspectiva do uso do urânio como fonte primária no horizonte até 2030, o potencial de geração de energia elétrica é dado, naturalmente, pela potência que poderia ser instalada a partir da disponibilidade do energético. 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.

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 5-20 apresenta o volume de minério (U_3O_8) considerado em cada caso e sua proporção dos recursos totais, isto é, incluindo os recursos adicionais estimados²⁰, hoje avaliados em 1,1 milhões de toneladas.

Tabela 5-20– Cenários de Disponibilidade do Urânio Nacional (em milhões de ton)

Cenário	Disponibilidade (10 ³ ton)	% Recursos Totais
1	66,20	6%
2	177,50	16,1%
3	309,37	28,1%

Com relação ao consumo de combustível, adotou-se, como estimador do consumo de urânio na geração de energia nuclear, o valor de 28,5 kg U_3O_8 /GWh, adotado em estudo do *Massachusetts Institute of Technology* – MIT (2003). 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. Nessas condições, calculou-se o potencial de geração nuclear apresentado na Tabela 5-21, considerando, ainda, como vida útil operativa de uma usina o prazo de 40 anos.

²⁰ 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.

Tabela 5-21 – Potencial de Geração Nuclear

Cenário	Volume de Reservas	Potencial Total	Potencial Novas Usinas	
	Ton U ₃ O ₈	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

Notas: 1) Os valores do 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.

Oferta de Energia Elétrica a partir do Carvão Mineral. 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, 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.

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.

Logística. No Brasil, além da problemática ambiental, as 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).

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 barcas, 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 o 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%. Essas condições tornam antieconômico seu transporte a longas distâncias. 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.

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 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 termelétricas²¹.

Avaliação do Potencial de Geração. Para efeito de avaliação do potencial de geração de eletricidade a partir do carvão, considerando o carvão importado, pode-se concluir que, no horizonte de estudo, 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 ao consumo específico de carvão (quantidade do mineral necessária para gerar 1 MWh), tem-se que o valor observado na 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, consideraram-se aqui as duas possibilidades. Nesse último caso, considerou-se um fator de 50% de perda do volume bruto do mineral, correspondente à experiência do beneficiamento realizado em Santa Catarina.

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%.

²¹ A integração com o modal ferroviário é uma possibilidade real tendo em vista o projeto da Ferrovia Nova Transnordestina, 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.

Para efeito da quantificação do potencial de geração de energia elétrica com o carvão nacional parametrizou-se o rendimento das futuras unidades entre 35 e 45%.

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%.
- Poder calorífico do carvão: 2.400 kcal/kg, quando utilizado o carvão ROM e 4.500 kcal/kg, quando utilizado o carvão beneficiado (referência carvão da Usina de Jorge Lacerda);
- Equivalência energética adotada para a energia elétrica: 860 kcal/kWh.

Os resultados são apresentados na Tabela 5-22.

Tabela 5-22 – Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Nacional (em MW)

Reservas	Carvão	Rendimento		
		35%	40%	45%
6,7 x 10 ⁹ ton	ROM	32.000	36.500	41.000
	Beneficiado	46.000	52.500	59.000

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 64 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 5-23 resume os resultados obtidos.

Tabela 5-23 – 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).

Oferta de Energia Elétrica a Partir do Gás Natural. 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:

(i) 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;

(ii) A segunda envolve projeções para o horizonte até 2030, cujas premissas utilizadas são explicitadas adiante.

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. Trata-se da programação de instalação de 7 unidades (quatro delas ampliação de usinas existentes), perfazendo um total de 2.034 de MW²². 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. Assim, a previsão, então, 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 m³ 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 m³ 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 Argentina²³, tem-se que a disponibilidade de gás para geração de energia elétrica em 2011 seria de 53,2 milhões de m³ por dia, valor que será considerado para efeito do cálculo aqui desenvolvido.

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 combinado²⁴. Assim, o valor de 45% é um bom estimador do rendimento do parque termelétrico a gás no horizonte em questão (2011).

22 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 operam (rão) com óleo diesel em face de restrições na oferta de gás.

23 Aos valores indicados no Plano de Negócios da Petrobras deve-se acrescentar a importação de 5,2 milhões de m³ por dia, feita diretamente pelos proprietários das usinas termelétricas de Cuiabá (480 MW) e Uruguaiana (638 MW).

24 Os levantamentos feitos 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.

Tabela 5-24 – Geração Termelétrica a Gás Natural no SIN em 2010

Usina	Sistema ou Subsistema	Status	Potência MW	Início de operação
Parque existente ¹	SIN	O	7.649 ²	-
Termorio	SE/CO	A	123	Mar/06
		A	370	Ago/06
Santa Cruz Nova ³	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 ⁴	SE/CO	I	360	Jan/08
Araucária	S	C	469	Dez/08
TOTAL GERAL	SIN	-	10.043	-
<i>TOTAL excl. bicombustível</i>	<i>SIN</i>	<i>-</i>	<i>9.214</i>	<i>-</i>

Notas: 1) Usinas em operação em 31/12/2005; 2) 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; 3) Usina bicombustível (gás e diesel), operando com óleo enquanto perdurar restrição na oferta de gás; 4) Usina existente, operando com óleo diesel até a disponibilização do gás natural de Urucu, 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: PDDE (2006-2015)

Tabela 5-25 – Necessidade de Geração Térmica Indicada no SIN em 2011

Subsistema	Potência MW	Combustível indicado
Nordeste	2.450	gás natural
	250	biomassa
Sudeste/Centro-Oeste	450	biomassa
Sul	350	carvão
TOTAL	3.500	-

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

Embora o fator de capacidade seja tanto dependente da conjuntura hidrológica, quanto da contratação a que se dispõe. Em uma avaliação de longo prazo, 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 m³ por dia, como indicado na Tabela 5-26.

Tabela 5-26 – Demanda de Gás Natural para Geração Termelétrica em 2011 (em milhões de m³ por dia)

Fator de Capacidade	Demanda Mm ³ /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 Uruguaiana), 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 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 se esperar um fator de capacidade bem menor. A oferta diária de 20 milhões de m³ 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 m³ 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 m³ por dia, poderia ser atendida, se fosse o caso, com expansão da oferta de GNL.

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 4 para o Cenário B1, atingindo, em 2030, pouco mais de 100 milhões de m³ por dia;

- A produção doméstica de gás seguirá a trajetória apresentada no Capítulo 5, limitando-se a cerca de 250 milhões de m³ por dia a partir de 2025, o que significa um volume de entrega de 150 milhões de m³ por dia ao mercado consumidor.

Nessas condições, mantido o volume de importação de gás natural previsto para 2011, de cerca de 50 milhões de m³ por dia, a disponibilidade diária de gás para a geração de energia elétrica seria de 98 milhões de m³ 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 m³ 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 5-27.

Tabela 5-27 – 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 ³ /dia	22.300	9.800
148 milhões m ³ /dia	33.700	21.200

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

Oferta de Energia Elétrica a Partir da Biomassa da cana-de-açúcar. A oferta de energia elétrica a partir da biomassa se dá por meio de diversas vias tecnológicas. 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 5-28, são apresentados os parâmetros de referência de cada uma das tecnologias relevantes.

Tabela 5-28 – 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 _{Biomassa}) ¹	Em geração Pura (kWh/ton _{Biomassa}) ¹
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

Nota: 1) referenciado à biomassa em base seca.

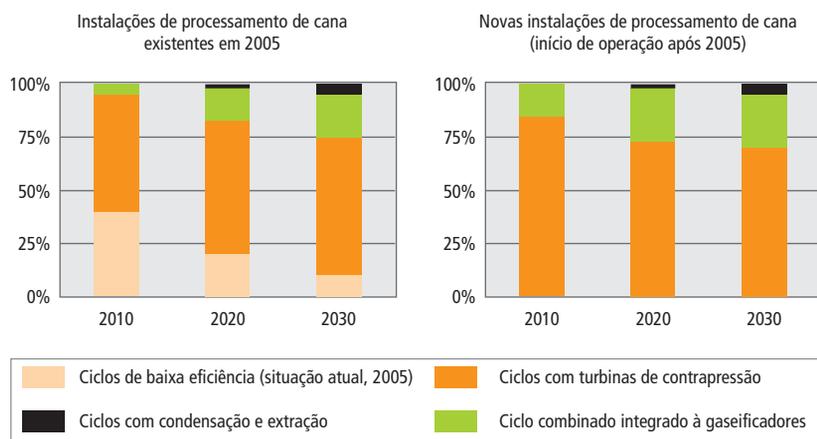
Entre as possibilidades tecnológicas consideradas, o ciclo de cogeração a vapor com turbinas de contrapressão é o que apresenta maiores perspectivas de aplicação na expansão setorial, tendo em vista que os sistemas de atendimento energético em usinas sucroalcooleiras são, necessariamente, ciclos de cogeração topping a vapor, devido à necessidade de atendimento às demandas energéticas do processo. 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/cm², podendo atingir valores de até 150 a 180 kgf/cm², 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.

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.

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 5-18 apresenta a evolução da estrutura do parque de processamento de cana segundo as tecnologias de geração de energia elétrica.

Figura 5-18 – Cenário de Evolução da Estrutura do Processamento de Cana, Segundo as Tecnologias de Geração de Eletricidade



Nessas condições, estima-se que a capacidade potencial de geração de energia elétrica excedente, isto é, depois de 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 5-29.

Tabela 5-29 – Potencial de Geração de Eletricidade Associado às Instalações de Processamento de Cana-de-Açúcar (em MW)

	2005	2010	2020	2030
Instalações existentes em 2005				
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
SUBTOTAL	250	1.670	1.940	2.480
Novas instalações				
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
SUBTOTAL	100	500	2.170	4.350
TOTAL	350	2.170	4.110	6.830

Oferta de Energia Eólica. O potencial eólico brasileiro tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia. Existem cerca de 5.300 MW em projetos eólicos autorizados pela ANEEL, sendo a grande questão 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\$ 1.200²⁵.

Oferta de Energia Elétrica a partir de 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 II Pesquisa Nacional de Saneamento Básico do IBGE (2000) 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 5-30.

Tabela 5-30 – Potencial de Geração de Eletricidade com Resíduos Urbanos

	2020	2030
Características dos resíduos		
Volume (milhões de toneladas por ano)	62,7	92,2
% de material orgânico	56,0	47,5
% de material reciclável	39,0	47,5
Potencial de geração de eletricidade¹ (MW)		
Biogás de aterros	1.700	2.600
Digestão anaeróbica	980	1.230
Incineração	3.740	5.280
Ciclo combinado otimizado	5.980	8.440

Nota: 1) Considerando fator de capacidade de 80%

25 Cálculo considerando taxa de juros de 8% ao ano, sem impostos e sem alavancagem financeira.

Oferta de 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 instalados²⁶. O direcionamento 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 de estudo. A geração heliotérmica, embora haja estudos que apontem uma redução do custo de instalação de uma usina, não se mostra ainda competitiva

Energia Elétrica de 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 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.

■ 5.7.2. Cenário de Expansão da Oferta

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 e da MEN 2030. Na Tabela 5-31 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.

²⁶ 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.

Tabela 5-31 – Evolução da Capacidade Instalada no Período 2005-2015 (em GW)

Fonte	2005	2015	Acréscimo	
			no período	médio anual
Hidrelétricas	68,1	99,0	30,9	3,09
Grande porte ¹	68,1	99,0	30,9	3,09
Térmicas	14,2	21,8	7,6	0,76
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	2,1	3,0	0,9	0,09
Alternativas	0,7	4,8	4,1	0,41
PCH	0,6	1,8	1,2	0,12
Centrais eólicas	- ²	1,4	1,4	0,14
Biomassa da cana	0,1	1,6	1,5	0,16
Resíduos urbanos	0	- ²	- ²	- ²
Importação	7,7	8,4	0,7	0,07
TOTAL	90,7	134,0	43,3	4,33

Nota: 1) exclui a parte paraguaia da Itaipu - Binacional, considerada na importação; 2) valor inferior a 100 MW.

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 significando 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.

Tomando como referência o ritmo de expansão de cada uma dessas fontes nos próximos 10 anos (horizonte do plano decenal) e considerando um crescimento harmonioso²⁷ desse ritmo para o fim do horizonte. Este exercício definiu um total para a expansão da geração térmica entre 2015 e 2030, de 30.000 MW (Tabela 5-32):

- *Geração a gás natural*: 15.000 MW;
- *Geração nuclear*: 6.000 MW;
- *Geração a carvão mineral*: 9.000 MW, dos quais 5.000 MW com carvão nacional.

27 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.

Tabela 5-32 – Alternativas para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030 (em MW)

Fonte	Norte	Nordeste	Sudeste ¹	Sul	Acréscimo máximo	
					período	por ano ²
Hidrelétricas	44.000	1.100	10.000	6.200	61.300	4.090
Grande porte ³	44.000	1.100	10.000	6.200	61.300	4.090
Térmicas	0	9.000	15.000	6.000	30.000	2.000
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 ⁴	2.000 ⁴	5.000	9.000	600
Outras	- ⁵	0	0	0	- ⁵	- ⁵
Alternativas	0	3.950	8.000	3.400	15.350	1.025
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
TOTAL	44.000	14.050	33.000	15.600	106.650	7.115

Notas: 1) inclui Centro-Oeste; 2) valor médio; 3) inclui hidrelétricas binacionais; 4) carvão importado; 5) valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga do sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional).

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.

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 mínero-siderúrgicos, o carvão importado não se mostrou competitivo, como já indicava o custo médio de geração dessa fonte na operação em regime de base.

Nessas condições e afora detalhes, a expansão da oferta é a resumida na Tabela 5-33, discretizada segundo períodos selecionados.

Tabela 5-33 – Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030 (em MW)

Fonte	Capacidade instala em		Acréscimo	
	2020	2030	2005-2030	2015-2030
Hidrelétricas	116.100	156.300	88.200	57.300
Grande porte ¹	116.100	156.300	88.200	57.300
Térmicas	24.372	37.372	23.145	15.500
Gás natural	14.035	21.035	12.300	8.000
Nuclear	4.347	7.347	5.345	4.000
Carvão ²	3.015	6.015	4.600	3.500
Outras ³	2.975	2.975	900	-
Alternativas	8.022	20.122	19.459	15.350
PCH	2.769	7.769	7.191	6.000
Centrais eólicas	2.282	4.682	4.653	3.300
Biomassa da cana	2.771	6.371	6.315	4.750
Resíduos urbanos	200	1.300	1.300	1.300
Importação	8.400	8.400	0	0
TOTAL	156.894	222.194	130.804	88.150

Notas: 1) inclui usinas binacionais; 2) refere-se somente ao carvão nacional: não houve expansão com carvão importado; 3) a expansão após 2015 é, numericamente, pouco significativa, por referir-se aos sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional).

Em termos regionais, a expansão da oferta de energia elétrica apresenta a composição resumida na Tabela 5-34.

Tabela 5-34 – Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030, por Região Geográfica (em MW)

Fonte	Norte	Nordeste	Sudeste ¹	Sul	TOTAL
Hidrelétricas	43.720	580	8.860	4.140	57.300
Grande porte ²	43.720	580	8.860	4.140	57.300
Térmicas	0	5.500	6.000	4.000	15.500
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	3.500
Outras	- ³	0	0	0	- ³
Alternativas	0	3.950	8.000	3.400	15.350
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
TOTAL	43.720	10.030	22.860	11.540	88.150

Notas: 1) inclui Centro-Oeste; 2) inclui hidrelétricas binacionais; 3) valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga do sistemas isolados remanescente (0,2% do consumo nacional)

■ 5.7.3. Expansão das interligações

A expansão das interligações foi determinada a partir do mesmo modelo de cálculo utilizado na expansão da geração, isto é, a minimização do valor presente do custo de expansão, vis-vis as diversas opções concorrentes.

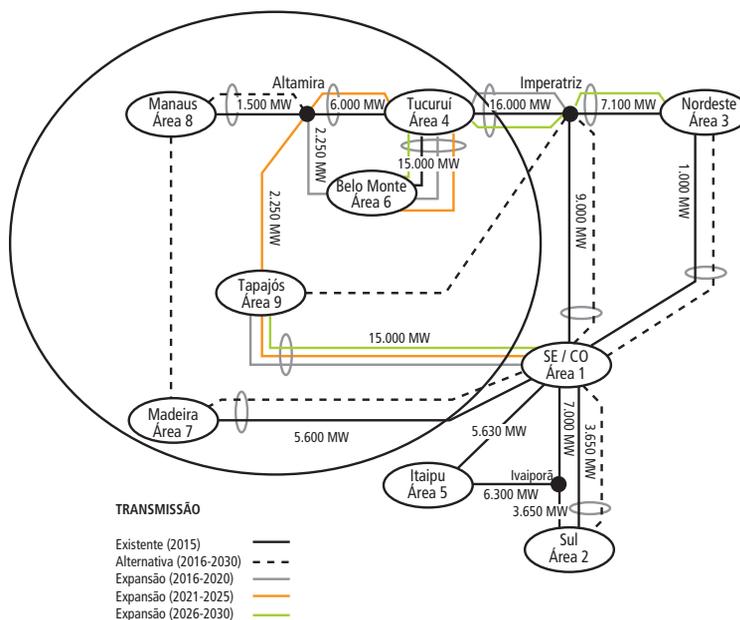
Tendo por referência as rotas alternativas de expansão das interligações estabelecidas como premissas e observados os demais condicionantes do estudo, a simulação indicou os acréscimos sobre a configuração 2015 (configuração final apontada nos estudos do plano decenal de energia) resumidos na Tabela 5-35 e indicados na Figura 5-19.

Tabela 5-35 – Expansão das Interligações

Rota	Extensão	Cap. MW		# Circuitos Expandidos			Cap. MW
		KM	2015	1.500 MW	2.250 MW	3.000 MW	
Sudeste/C.-Oeste	Sul	852	3.650	0	0	0	3.650
	Nordeste	1.760	1.000	0	0	0	1.000
	Imperatriz	1.650	9.000	0	0	0	9.000
	Madeira	1.625	5.600	0	0	0	5.600
	Tapajós	1.800	0	0	0	5	15.000
Nordeste	Imperatriz	850	4.850	0	1	0	7.100
Norte (Tucuruí)	Imperatriz	302	11.500	1	0	1	16.000
	Altamira	220	1.500	1	0	1	6.000
	Belo Monte	275	6.000	0	4	0	15.000
Belo Monte	Altamira	55	0	0	1	0	2.250
Madeira	Manaus	913	0	0	0	0	0
Manaus	Altamira	935	1.500	0	0	0	1.500
Tapajós	Altamira	495	0	0	1	0	2.250
	Imperatriz	1.265	0	0	0	0	0

Fonte: EPE.

Figura 5-19 - Sistema Interligado Nacional. Expansão das Interligações (2015-2030)



Note-se que, das rotas “oferecidas” ao modelo, as que permitiriam a interligações Manaus-Madeira e Tapajós-Imperatriz não foram utilizadas e que, à exceção da integração do potencial do Tapajós, a expansão das interligações não exigiu a abertura de novas rotas em relação às existentes ao final do horizonte do plano decenal.

O subsistema Manaus, além da importante carga da capital do estado do Amazonas, agrega também o potencial hidrelétrico da margem esquerda do rio Amazonas. O subsistema Madeira, além da carga do Acre (Rio Branco) e de Rondônia, agrega o potencial do rio Madeira. A não interligação 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.

6. Análise Consolidada: Energia, Economia e Meio-Ambiente

Esta seção apresenta de modo consolidado os resultados obtidos nas projeções da matriz energética brasileira para os anos 2005, 2010, 2015 e 2020 e 2030 para o cenário considerado.

■ 6.1. Cenário de Referência

■ 6.1.1. Oferta Interna de Energia

Principais Destaques. Devido ao crescimento econômico previsto no Cenário B1, média anual de 4,1%, e, nos primeiros cinco anos do período (2005-2010), os condicionantes de curto prazo e o reflexo de decisões de investimento já tomadas, a OIE atinge em 2030 o montante de 557,1 milhões de tep (tonelada equivalente de petróleo), correspondente a uma taxa média de crescimento de 3,8% ao ano (aa) no período 2005 a 2030 e, portanto, levemente inferior ao crescimento médio do PIB. Em razão de um maior crescimento de setores intensivos em energia nos primeiros anos da série temporal, o crescimento da OIE não é linear, apresentando até 2010 uma taxa média de crescimento de 4,99% aa, para um PIB de 3,6% aa e partir de 2010 até 2020 um crescimento da OIE de 3,6% aa, reduzindo a taxa de crescimento para 3,4% aa na última década - 2020 a 2030, também como decorrência das hipóteses de maior eficiência energética, tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta.

Em termos de participação das fontes de energia na OIE, o agregado “Outras Renováveis” apresenta a maior taxa de crescimento no período 2005 a 2030, de 8,7% aa - passando de 6,3 milhões tep em 2005 para 50,6 milhões tep em 2030. Perdem participação na OIE, o Petróleo que passa de 38,7% em 2005 para 28,0% em 2030 (2,5% aa de crescimento), a Lenha que passa de 13% para 5,5% (0,3% aa de crescimento) e a Hidráulica que passa de 14,8% para 13,5% (3,4% aa). As demais fontes de energia aumentam a participação na OIE, com destaque para o Gás Natural que passa de 9,4% para 15,5% (5,9% aa) e para o agregado “Produtos da Cana” que passa de 13,8% para 18,5% (5,0% aa).

Tabela 6-1 – Projeção da Oferta Interna de Energia (em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Energia não renovável	121.349	159.009	216.007	297.786
Petróleo e derivados	84.553	97.025	119.136	155.907
Gás natural	20.526	37.335	56.693	86.531
Carvão mineral e derivados	13.721	20.014	30.202	38.404
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	2.549	4.635	9.976	16.944
Energia renovável	97.314	119.999	182.430	259.347
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	39.330	69.475	103.026
Outras fontes primárias renováveis	6.320	14.718	30.335	50.561
TOTAL	218.663	279.008	398.437	557.133

Tabela 6-2 – Taxas de Crescimento dos Energéticos nos Períodos

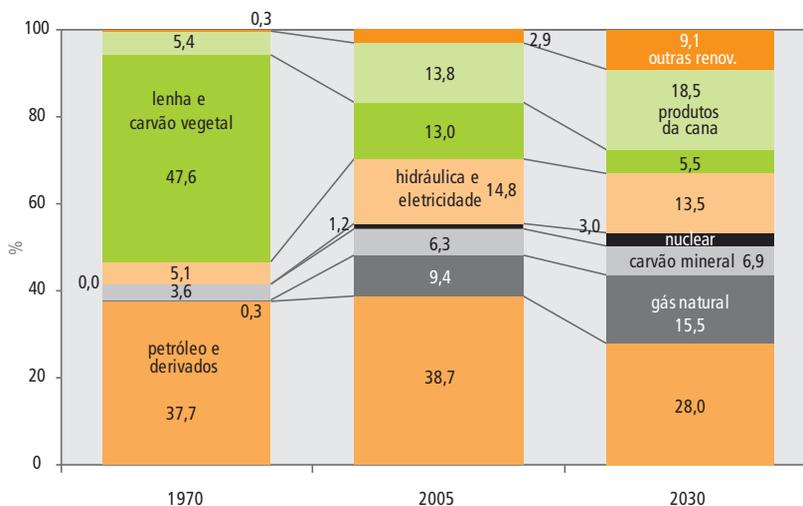
	2005/2010 (%) aa	2010/2020 (%) aa	2020/2030 (%) aa	2005/2030 (%) aa
Energia não renovável	5,6	3,1	3,3	3,65
Petróleo e derivados	2,8	2,1	2,7	2,47
Gás natural	12,7	4,3	4,3	5,92
Carvão mineral e derivados	7,8	4,2	2,4	4,20
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	12,7	8,0	5,4	7,87
Energia renovável	4,3	4,3	3,6	3,99
Hidráulica e eletricidade	3,1	3,7	3,2	3,42
Lenha e carvão vegetal	-0,2	0,0	0,9	0,30
Cana-de-açúcar e derivados	5,5	5,9	4,0	5,04
Outras fontes primárias renováveis	18,4	7,5	5,2	8,67
TOTAL	5,0	3,6	3,4	3,81

As fontes de energia Hidráulica, Produtos da Cana e Outras Renováveis incorporam parcelas de energias alternativas que merecem ser destacadas. A Hidráulica incorpora as Pequenas Centrais Hidrelétricas (< 30 MW), os Produtos da Cana incorporam Bagaço adicional para geração de energia elétrica para distribuição pública e Outras Renováveis incorporam Biodiesel, Biogás e energia Eólica.

Tabela 6-3 – Projeção da Oferta Interna de Energia (participação em %)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Energia não renovável	55,5	57,0	54,2	53,4
Petróleo e derivados	38,7	34,8	29,9	28,0
Gás natural	9,4	13,4	14,2	15,5
Carvão mineral e derivados	6,3	7,2	7,6	6,9
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	1,2	1,7	2,5	3,0
Energia renovável	44,5	43,0	45,8	46,6
Hidráulica e eletricidade	14,8	13,5	13,7	13,5
Lenha e carvão vegetal	13,0	10,1	7,0	5,5
Cana-de-açúcar e derivados	13,8	14,1	17,4	18,5
Outras fontes primárias renováveis	2,9	5,3	7,6	9,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

Figura 6-1 – Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia

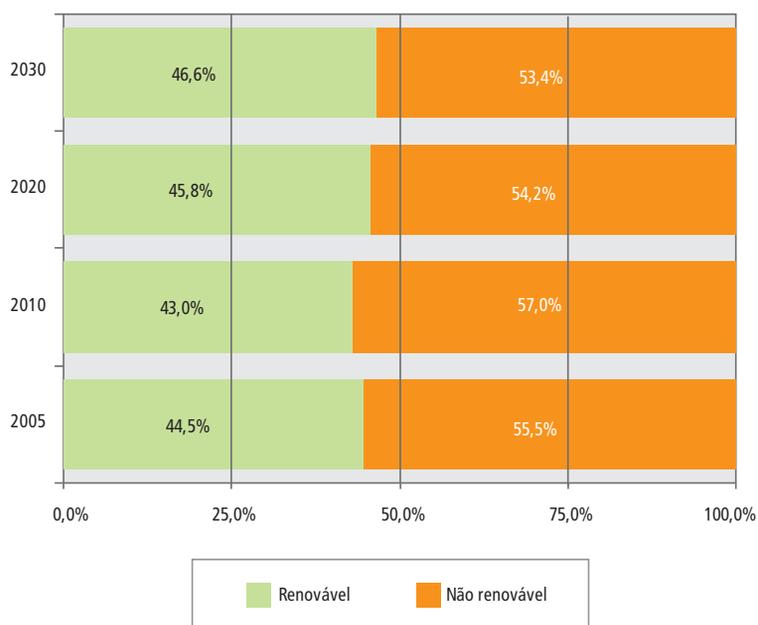


Diversificação. Vale assinalar, ainda, que os estudos apontam para uma maior diversificação da matriz energética brasileira. De fato, pode-se perceber uma tendência clara nessa direção: em 1970, apenas dois energéticos (petróleo e lenha), respondiam por 78% do consumo de energia; em 2005, eram quatro os energéticos que explicavam 80,3% do consumo (além dos dois já citados, mais a energia hidráulica e produtos da cana); para 2030, projeta-se uma situação em que cinco energéticos serão necessários para explicar 84,6% do consumo: entram em cena o gás natural e outras renováveis, permanecem com

grande participação o petróleo, a energia hidráulica e os produtos da cana, havendo significativa perda de participação da lenha.

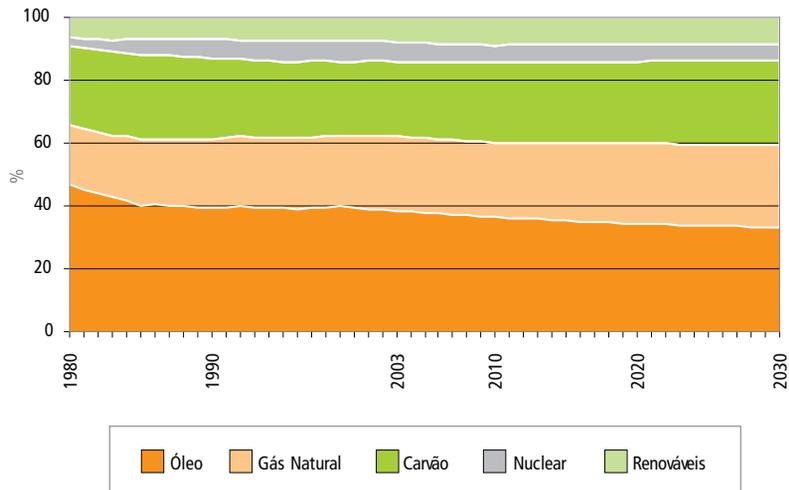
Participação de Renováveis. Outro ponto que merece destaque é a manutenção do alto percentual de energia renovável que sempre caracterizou a matriz energética brasileira. Cabe lembrar que em 1970, essa participação era superior a 58%, em razão da predominância da lenha. Com a introdução de energéticos mais eficientes, deslocando principalmente esse energético, tal participação caiu para 44,5% no ano 2005. No horizonte de estudo, 2005-2030, observa-se uma clara quebra de tendência na qual há um aumento da participação de energia renovável que alcança 46,6% em 2030. Muito desse movimento deve-se a introdução da biomassa, do biodiesel e do processo H-bio no conjunto de opções para o desenvolvimento energético nacional, os dois últimos a partir de 2010.

Figura 6-2 – Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira



Com esta dinâmica de fontes alternativas, a matriz energética brasileira continua em 2030 com forte presença de fontes renováveis, de 46,6%, percentual superior ao de 2005, de 44,5%. Assim, o Brasil continua em situação bem confortável em termos de emissões de partículas pela queima de combustíveis quando comparado com a matriz energética dos países ricos, com apenas 6% de participação de renováveis e com a matriz energética do mundo, com 16% de participação de fontes renováveis (Ver Figura 6-3).

Figura 6-3 – Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia no Mundo no Cenário de Referência do International Energy Outlook 2007 para Comparação.



Fonte: IEO (2007).

■ 6.1.2. Análise de Eficiência Global

O consumo per capita de energia brasileiro sempre se houve muito baixo, ainda que se relevem efeitos do clima. 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 oferta interna de energia de cerca de 560 milhões de tep. A oferta interna de energia per capita (tep/habitantes) evolui, nessas condições, de 1,19 (2005) para 2,33 (2030), como indicado na Tabela 6-4.

Tabela 6-4 – Evolução de Indicadores Seleccionados para o Cenário de Referência (B1)

	2005	2010	2020	2030
Oferta interna de energia (OIE) (10 ³ tep)	218.663	279.009	398.437	557.133
PIB (10 ⁹ US\$ [2005])	796,3	955,8	1.377,4	2.133,2
Intensidade energética (OIE/PIB) (tep/10 ³ US\$)	0,275	0,292	0,289	0,262
Oferta Interna de Energia per Capita (tep/hab)	1,19	1,41	1,81	2,33
Participação do Consumo Final Energético (CFE) na OIE (%)	75,50	73,87	72,43	72,30
Participação do Consumo do Setor Energético (CE) na OIE (%)	8,07	8,89	9,75	9,11
Participação do Consumo Não-Energético na Oferta Interna de Energia (%)	6,05	6,05	5,51	5,26
Participação das Perdas na Oferta Interna de Energia (%)	10,38	11,20	12,31	13,33
CFE/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,21	0,22	0,21	0,19
Consumo Final do Setor Agropecuário/PIB (tep/10 ³ US\$)	0,12	0,12	0,12	0,11
Consumo Final do Setor Industrial/PIB do Setor (tep/10 ³ US\$)	0,23	0,25	0,26	0,22
Consumo Final Setor Serviços/PIB (tep/10 ³ US\$)	0,15	0,16	0,15	0,14
CFE/hab (tep/hab)	0,90	1,04	1,31	1,69
Consumo de Eletricidade Total / População(MWh/hab)	1,97	2,37	3,10	4,15
Consumo Final Residencial de Eletricidade / Domicílio(MWh/domicílio)	1,62	1,83	2,39	3,47
Consumo Final Residencial de Eletricidade / População(MWh/hab)	0,45	0,53	0,76	1,19
Consumo do Ciclo Otto por Habitante (tep/hab)	0,12	0,14	0,19	0,28

Consumo Per Capita. 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. A título de comparação, a OIE per capita em 2030 chega a 2,33 tep/hab, valor ainda pouco representativo se comparado com o atual consumo dos EUA, de 7,9 tep/hab, ou do Japão, de cerca de 4 tep/hab, dando-se o mesmo com o consumo de eletricidade per capita, atualmente para o Brasil em torno de 1.600 kWh per capita e apontando em 2030, cerca de 3.470 kWh per capita.

Tabela 6-5 – Indicadores Selecionados para Comparação Internacional

	Estados Unidos (2004)	Países AIE Total (2004)	Mundo (2004)	América Latina (2004)	União Européia (2004)	Ásia s/China (2004)	China (2004)
OIE/População(tep/hab)	7,91	5,15	1,77	1,1	3,82	0,63	1,25
OIE/PIB(tep/mil - 2000 US\$)	0,22	0,19	0,32	0,32	0,2	0,71	0,85
OIE/PIB (PPP)(tep/mil- 2000 US\$ PPP)	0,22	0,19	0,21	0,16	0,16	0,19	0,23
Consumo Total de Eletricidade / População(kWh/hab)	13338	9049	2516	1645	6474	617	1607
CO ₂ /OIE(t CO ₂ /tep)	2,49	2,33	2,37	1,87	2,21	1,94	2,93
CO ₂ /População(t CO ₂ /hab)	19,73	12,01	4,18	2,05	8,46	1,22	3,66
CO ₂ /PIB(kg CO ₂ /2000 US\$)	0,54	0,45	0,76	0,59	0,44	1,37	2,5
CO ₂ /PIB (PPP)(kg CO ₂ /2000 US\$)	0,54	0,44	0,51	0,29	0,35	0,37	0,66

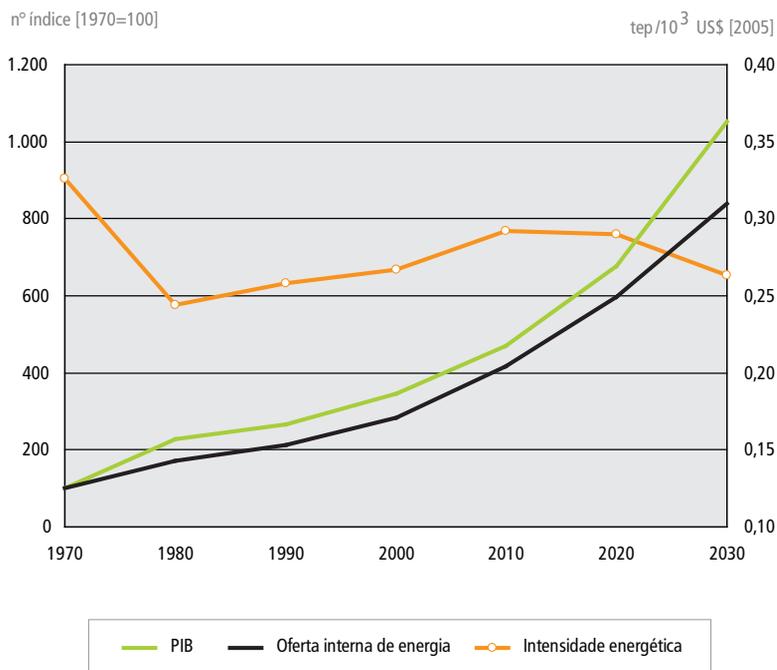
Fonte: AIE (2004).

Intensidade Energética. A evolução da intensidade energética traduz, por um lado o melhor uso que se dá a energia e por outro lado efeitos, por vezes complexos, da estrutura produtiva e efeitos de escala. Entre 1970 e 1980, houve uma redução drástica da intensidade energética, indicando que o produto nacional aumentou com menor uso relativo de energia, bem como efeitos de escala. 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, bem como efeitos da forte recessão que nesta década registrou-se e conseqüente perda de escala de produção.

Nos primeiros anos do horizonte de projeção, componentes inerciais da oferta e da demanda de energia explicam porque esse indicador ainda cresce²⁸. A tendência só é revertida ao longo do horizonte do estudo, na medida em que ações de eficiência energética produzam resultados mais efetivos, além de menor presença relativa de setores energo-intensivos na estrutura produtiva do país. Conforme indicado na Tabela 6-4 e na Figura 6-4 a despeito do crescimento do PIB, a intensidade energética (tep/10³ US\$ [2005]) cai de 0,275, em 2005, para 0,262, ao final do período.

28 Por exemplo, decisões de investimentos em indústrias com perfil energo-intensivo e dinâmica de reposição tecnológica insuficiente para afetar significativamente a eficiência global no uso de energia.

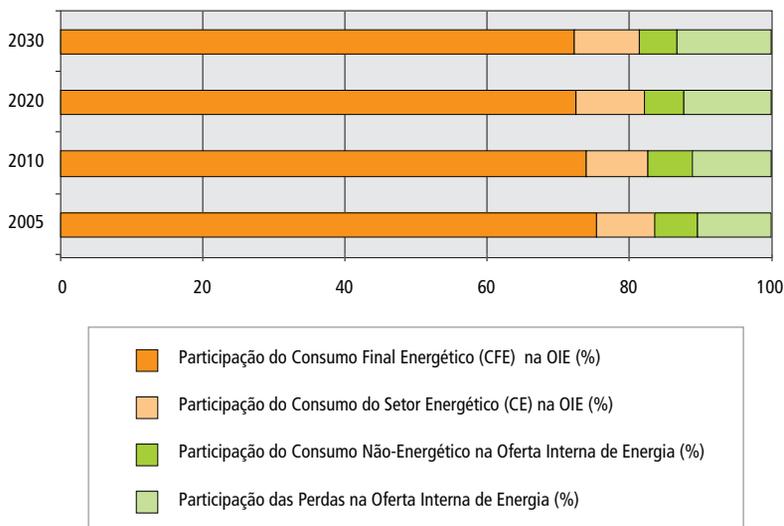
Figura 6-4 - Evolução da Intensidade Energética



Perdas Energéticas. As maiores perdas ocorrem nos processos de geração térmica de energia elétrica e na transmissão e distribuição de eletricidade, vindo em seguida as perdas nas carvoarias.

Em razão do aumento da geração térmica em relação à geração hidráulica e ingresso de outros centros de transformação, as perdas totais aumentam em termos relativos. Em 2030 as perdas totais passam a representar 13,24% da OIE, percentual superior ao de 2005, de 10,4%.

Figura 6-5 – Decomposição da Oferta Interna de Energia (%)



Observa-se um aumento expressivo do setor energético no consumo que vai de 8,0% em 2005, alcançando 9,11% em 2030, muito decorrente da entrada de centrais térmicas e novos centros de processamento de petróleo. O consumo não-energético mantém a sua participação na OIE ao longo do horizonte de estudo. Vale comparar com indicadores internacionais para que se tenha alguma medida relativa. As perdas energéticas totais em países desenvolvidos, que muito geralmente são dependentes em petróleo, são da ordem de 20%.

Indicadores de Acesso à Energia. Finalmente, há uma progressiva melhora com respeito a indicadores de acesso à energia, o que pode ser depreendido de vários indicadores. O consumo residencial de eletricidade por habitante, que era de 0,45 MWh/hab em 2005, alcança 1,19 MWh/hab em 2030, ainda pouco se comparado com os países desenvolvidos ou com a média mundial. Em 2004, segundo a AIE, o mundo apresentava um consumo médio residencial de eletricidade da ordem de 2,5 MWh/hab. Pela mesma Agência, os países membros da OCDE registravam, no mesmo ano, um consumo de 8,2 MWh/hab.

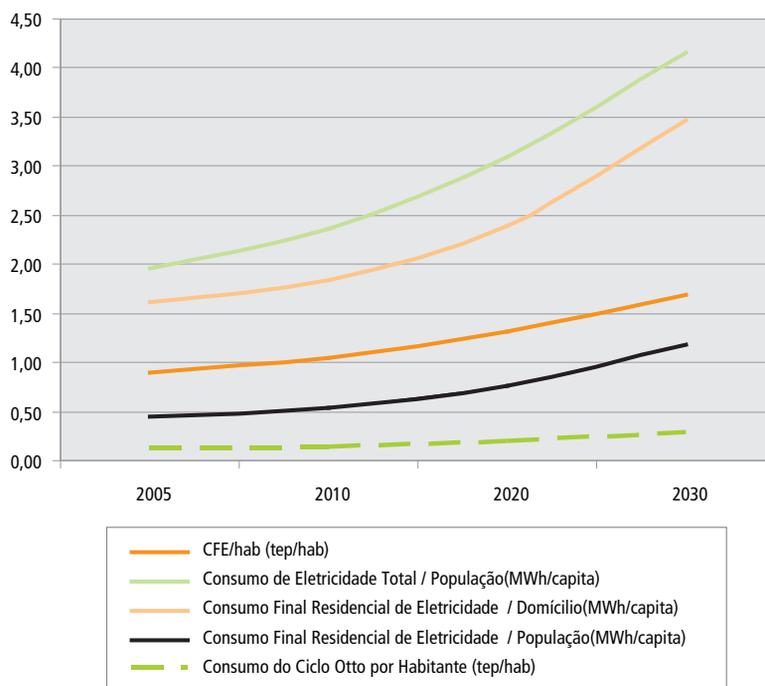
Um indicador representativo é o consumo do ciclo Otto (fundamentalmente veículos leves) por habitante, que evolui a reboque do aumento do poder aquisitivo da população, passando de 0,12 tep/hab, em 2005, para 0,28 tep/hab em 2030.

Dependência Externa. A dependência externa, definida como a relação entre o volume das importações líquidas (diferença entre importações e exportações) de energéticos e a oferta 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.

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.

Destaque-se, no período, a redução da dependência de energia elétrica, reflexo da menor participação relativa da parte paraguaia de Itaipu no fornecimento ao Brasil. Destaque-se, ainda, o aumento da dependência 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. O gás natural, após atingir dependência de 40% em 2010, passa ao patamar de 30%, em razão de forte expansão da produção. A Figura 6-6 mostra a evolução da dependência externa de energia do Brasil.

Figura 6-6 – Evolução da Dependência Externa de Energia (em %)



■ 6.1.3. 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, 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 28% da Matriz Energética Brasileira, perdendo perto de 10 pontos percentuais em relação à situação de hoje (2005), acentuando a tendência que se verifica nos últimos anos.

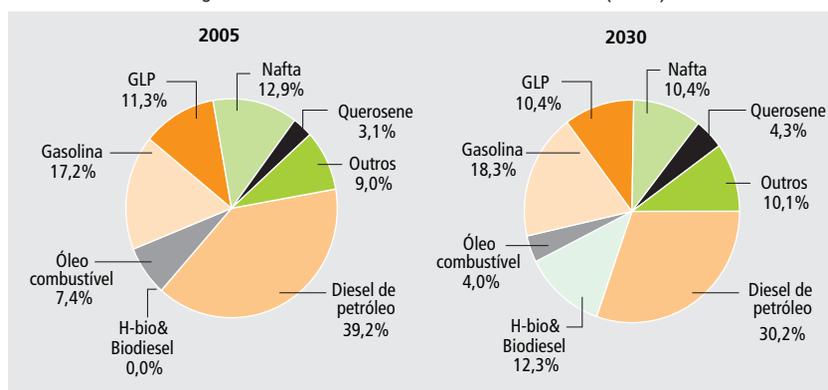
A Tabela 6-6 resume os principais indicadores relacionados à evolução da produção e consumo de petróleo e derivados. A Figura 6-7 apresenta a estrutura do consumo de derivados em 2005 e no ano horizonte.

Tabela 6-6 - Petróleo e Derivados: Indicadores Selecionados (em milhares de barris por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção de petróleo ¹	1.632	2.270	2.960	2.960
Produção de derivados ²	1.807	2.053	3.039	3.869
Do qual H-bio e biodiesel	-	89,6	256	487
Imp./Exp. líquida de petróleo	68	- 515	- 431	- 36
Importações líquidas de derivados	-63	100	- 294	79
Consumo de derivados ³	1.777	2.175	2.821	3.968
Consumo de óleo diesel ⁴	662	907	1.190	1.686
Consumo de gasolina	305	337	452	728
Consumo de GLP	201	239	331	412
Reservas de petróleo ⁵	11.775	14.910	19.450	19.450
Capacidade nominal de refino	1.916	2.127	2.877	3.377

Notas: 1) Não inclui líquidos de gás natural; 2) Inclui líquidos de gás natural, H-bio e biodiesel; 3) Corresponde ao consumo total de derivados, inclusive outras secundárias de petróleo e produtos não-energéticos do petróleo; 4) Inclui H-Bio e biodiesel; 5) Considera R/P= 18; em bilhões de barris (-) exportação líquida, (+) importação líquida

Figura 6-7 – Estrutura do Consumo de Derivados (em %)



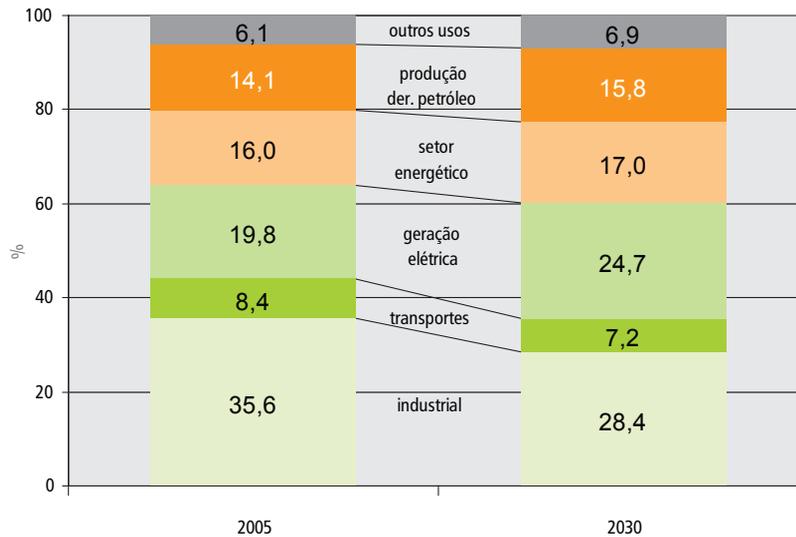
■ 6.1.4. Gás Natural

A continuidade dos investimentos em exploração e produção permite elevar a produção além de 250 milhões de m³ 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 m³/dia em 2030. Isso significa ampliar em 40 milhões de m³/dia a capacidade de importação atual (30 milhões de m³/dia no gasoduto Bolívia-Brasil). Considerada a importação planejada de GNL – capacidade de regaseificação de 20 milhões de m³/dia até 2009 –, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m³/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 m³/dia, poderá ser acrescida de 35 a 40 milhões de m³/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 m³/dia por gasodutos.

Na Tabela 6-7 pode-se ver a evolução da estrutura do consumo de gás e 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 6-8 – Estrutura do Consumo de Gás Natural (% sobre dados em tep)

Tabela 6-7 – Gás Natural: Indicadores Seleccionados (em milhões de m³ por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção	55	90	169	252
Perdas e reinjeção	15	20	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 ¹	12,5	38,3	43,4	65,9
Consumo na indústria	22,5	31,6	51,8	75,9
Reservas ²	306	631	1.110	1.654
Capacidade de processamento	47	64	104	154

Notas: 1) considera despacho médio das usinas térmicas, conforme estudos da expansão da oferta de eletricidade; 2) considera R/P = 18; em bilhões m³

■ 6.1.5. Derivados da Cana

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 contribui 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 6-8 resume os principais indicadores do balanço da cana para fins energéticos.

Tabela 6-8 – Produtos da Cana-de-açúcar: Indicadores Seleccionados

	2005	2010	2020	2030
Etanol (10 ⁶ m ³)				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,3	14,2	11,5
Consumo em transportes	13,3	18,6	32,4	53,3
Energia primária (10 ⁶ t)				
Produção de caldo de cana ¹	97,9	150,5	291,5	345,3
Produção de melão ¹	12,5	19,2	38,9	53,1
Produção de biomassa ²	106,5	136,3	245,0	367,4
Cana-de-açúcar				
Produção (10 ⁶ t)	431	518	849	1.140
Área plantada (10 ⁴ ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
Produtividade (t/ha)	77,0	77,3	80,1	81,4

Notas: 1) processado nas destilarias para produção de etanol; 2) inclui bagaço e recuperação da palha: biomassa em base úmida

■ 6.1.6. Energia Elétrica

O consumo total de energia elétrica, em 2030, é estimado em 1.083,4 TWh, o que significa uma expansão de 4,0% 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 1.030,1 TWh. A Tabela 6-9 resume os principais indicadores relativos ao balanço da eletricidade.

Do lado da oferta, destaca-se a redução das perdas totais, que se admite 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 (cerca de 85% em 2005) para pouco mais de 70% (considerando que grande parte da importação é de origem hidráulica: 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.

Tabela 6-9 – Eletricidade: Indicadores Seleccionados (em TWh)

	2005	2010	2020	2030
Balço geral				
Oferta interna	441,9	572,1	826,6	1.194,9
Produção	402,9	533,4	782,5	1.151,0
Importação líquida	39,0	38,7	43,9	43,9
Consumo total	375,2	486,2	706,6	1.030,1
Perdas	15,1%	15,0%	14,5%	13,8%
Produção¹				
Centrais de serviço público	363,1	496,0	719,3	1.055,8
Hidráulica	334,1	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	0,9	3,6	5,0	10,3
Resíduos urbanos	0	0	1,0	6,8
Outras fontes	7,2	9,9	5,4	12,5
Autoprodução ¹	30,8	37,4	63,2	95,2
Consumo²				
Programa de conservação ³	0	0	-12,2	-53,3
Setor energético	13,5	17,6	25,8	39,0
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 ⁴	16,9	19,0	26,1	38,3

Notas: 1) 9 TWh da autoprodução de 2005 foram considerados em Centrais de Serviço Público, em razão de que nas projeções a autoprodução transportada (geração hidrelétrica despachada centralizadamente) está incluída na produção destas centrais elétricas; 2) a projeção do consumo inclui o progresso autônomo da conservação de energia elétrica; 3) programa de conservação induzido 4) inclui transportes e agropecuária.

Do lado da demanda, além das iniciativas de incremento da eficiência energética, observa-se que o setor industrial segue sendo o 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 área de eficiência energética. Explica, em parte, esse comportamento o baixo nível de consumo per capita atual.

Na Figura 6-9 e Figura 6-10 pode-se observar a evolução da estrutura da oferta e do consumo de eletricidade entre 2005 e 2030.

Figura 6-9 – Estrutura da Oferta de Eletricidade (em %)

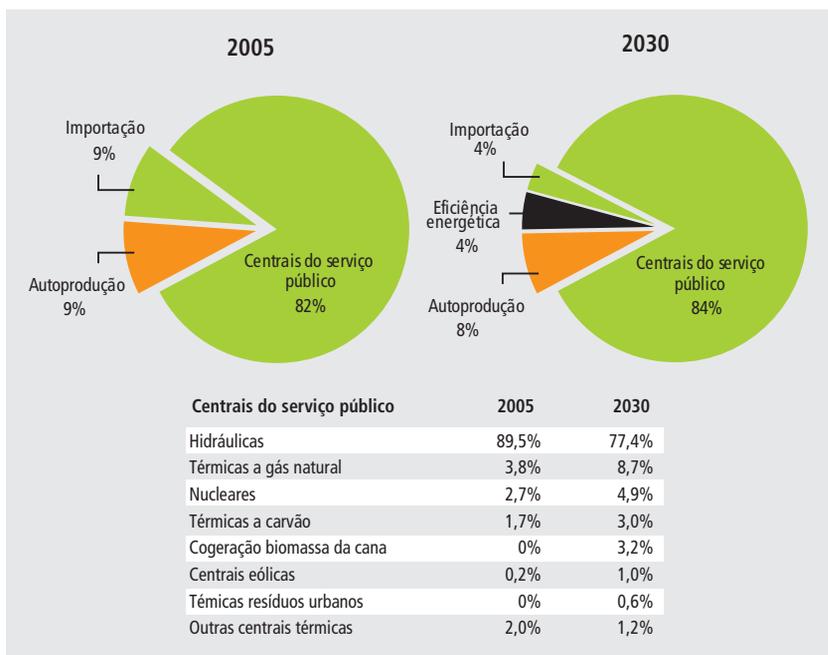
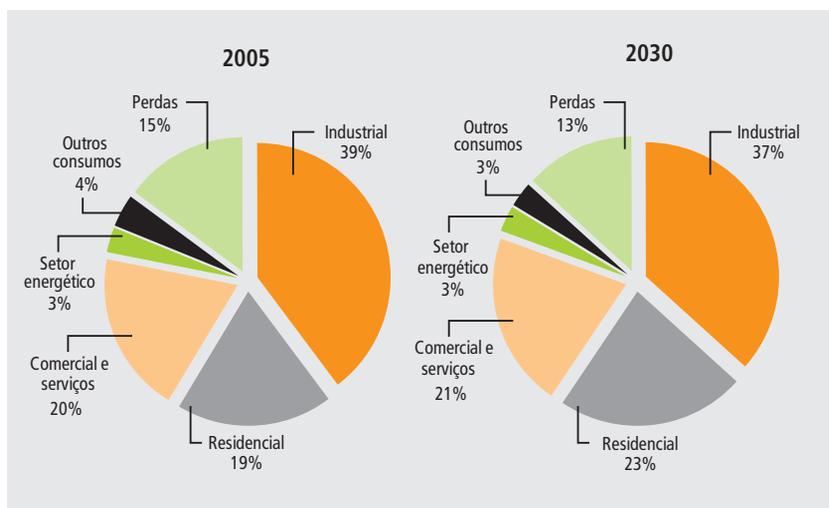


Figura 6-10 – Estrutura do Consumo de Eletricidade (em %)



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. Tendo 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).

■ 6.1.7. 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 brasileira²⁹, 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 CO₂. 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 em relação à taxa do PIB.

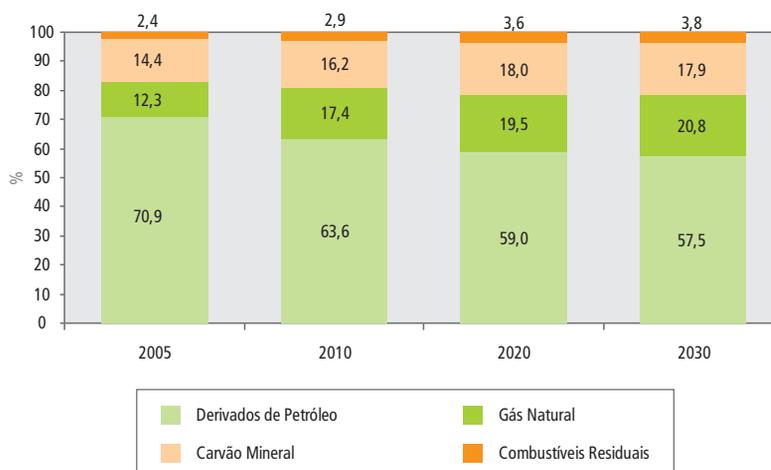
Assim, em razão do aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética, o nível de emissões de CO₂ deverá se ampliar ao longo do horizonte do estudo, mas com taxas médias de crescimento abaixo das taxas da demanda interna de energia. De fato, projetam-se emissões de pouco mais de 770 milhões de toneladas de CO₂ em 2030, com taxa média anual de 3,5% sobre 2005, enquanto que a demanda de energia cresce a 3,8% aa.

A evolução do perfil de consumo de energia primária implica em distintos ritmos de crescimento das emissões totais de CO₂. 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 6-11, são os derivados de petróleo, os maiores contribuintes para as emissões totais ao final do horizonte – cerca de 58% do total. A despeito de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expande sua contribuição para aproximadamente 21% 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 18% das emissões totais de CO₂ em 2030.

29 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.

Do lado produtivo, o setor de transportes e a indústria são os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo – 68% do total (ver Figura 6-12). A geração elétrica apresenta a maior taxa de crescimento de emissões no período (25 anos), cerca de 5% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 9% em 2005 para 13,8% em 2030.

Figura 6-11 – Estrutura das Emissões de CO₂ por Fonte (em %)



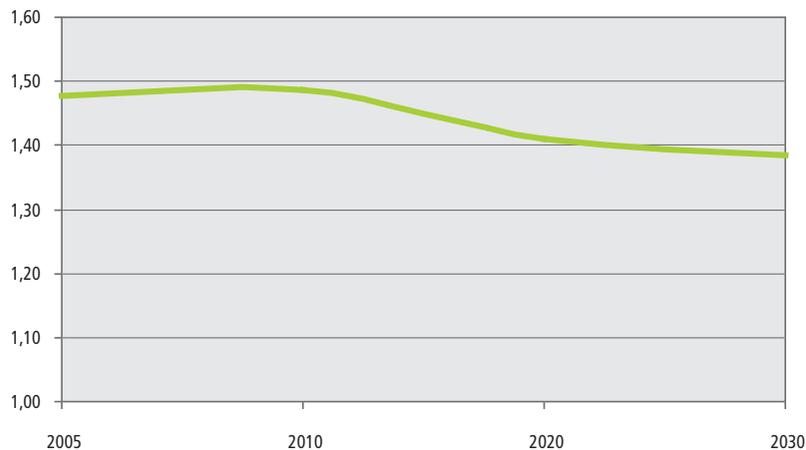
Notas: 1) Carvão mineral inclui gás de coqueria, coque de carvão mineral e alcatrão; 2) Derivados de petróleo e gás natural não incluem os usos não energéticos; 3) Combustíveis residuais incluem recuperações de gases industriais.

Figura 6-12 – Estrutura das Emissões de CO₂ por Setor (em %)



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 6-13). Nesse panorama, o índice de 1,48 t CO₂/tep, calculado para 2005, diminui para 1,38 t CO₂/tep no final do horizonte, passando por um valor máximo de 1,49 t CO₂/tep em 2010. Assim, o Brasil segue com uma matriz energética ainda mais limpa que a atual, e com índice de emissão de CO₂ ainda bastante inferior à média mundial atual.

Figura 6-13 – Evolução das Emissões Específicas de CO₂ (em ton CO₂/tep, com base na Oferta Interna de Energia)



Por fim, cabe destacar que as estimativas de emissões aqui apresentadas consideram premissas quanto ao uso eficiente da energia (progresso autônomo) 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 conservação (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.

■ 6.1.8. Investimentos³⁰

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 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 2005-2008³¹. A média para 15 companhias é de 13,7 US\$/bbl, índice superior do que se infere do Plano de Negócios 2007-2011, que pode significar uma superestimativa prudente diante da incerteza preconizada..

Nessas condições, considerando a projeção de evolução da produção de petróleo (Cenário B1), estima-se que, ao longo do horizonte, serão demandados investimentos de US\$ 332,5 bilhões.

Quanto às expectativas de investimentos no refino de petróleo, levaram-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 Petrobrás, foram estimados os investimentos na expansão do refino até 2030.

Até 2011, a Petrobrás, 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 e, adicionalmente, admitiu-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 Petrobrás, irá demandar investimentos de US\$ 4,5 bilhões. No horizonte é prevista a instalação de três novas refinarias, sendo que duas delas apresentam complexidade similar a essa refinaria do Nordeste. A terceira compreende unidades adicionais, como a destilação a vácuo e de coqueamento, entre outras, indicando um investimento maior. Nessas condições, estima-se que o investimento na expansão da capacidade de refino (novas refinarias) entre 2005 e 2030 envolverá recursos de US\$ 20,5 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 bilhões, valor tomado como referência para a segunda refinaria petroquímica prevista.

Nessas condições, o investimento total no refino é estimado em US\$ 55,7 bilhões entre 2005 e 2030.

30 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.

31 Valores apresentados por Gabrielli de Azevedo, J. S., Presidente da Petrobrás, em apresentação feita na "Rio Oil & Gas 2006", no dia 14 de setembro de 2006.

Por fim, com relação à demanda de investimentos para produção do biodiesel (extra-refinaria) nos volumes projetados (aproximadamente 18,5 bilhões de litros em 2030), estima-se um montante de recursos próximo de US\$ 4 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\$ 392 bilhões a serem aplicados no período, conforme indicado na Tabela 6-10.

Tabela 6-10 – Investimentos na Área de Petróleo de Derivados (em US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	Em % do total
Exploração e produção	332,5	13,3	84,8%
Refino	55,7	2,2	14,2%
Outros	4,0	0,2	1,0%
TOTAL	392,2	15,7	100%

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 Petrobrás 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 m³/dia e as reservas de 325 bilhões de m³.

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 Petrobrás. Estimamos, levando-se em conta o aumento das reservas em 1.020 bilhões de m³ entre 2010 e 2030, investimentos totais para algo entre US\$ 60 e US\$ 70 bilhões no período 2010 até 2030.

Assim, considerando o exposto e os investimentos já programados até 2010, estima-se os investimentos em E&P do gás natural em US\$ 80 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 Petrobrás, no Espírito Santo. Nessa instalação, os módulos têm capacidade unitária de processamento de 3,5 milhões de m³/dia de gás e investimento associado de cerca de US\$ 180 milhões.

Por outro lado, adotou-se como, que uma UPGN típica seria composta com módulos de capacidade de processamento de 5 milhões de m³/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, ainda, 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 UPGNs requer investimentos nas interligações entre essas unidades e a malha de gasodutos. A estimativa de custo neste caso é bastante dificultada pelos diversos condicionantes de cada projeto, como a 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 6-11, referentes a instalações existentes.

Tabela 6-11 – Características de Interligações de UPGNs em Operação

Rota	Diâmetro (polegadas)	Extensão (km)	Capacidade (10 ⁶ m ³ /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

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 UPGNs, os seguintes parâmetros básicos:

- diâmetro: 26 polegadas
- extensão: 250 km
- capacidade: 20 milhões de m³/dia.

Vale mencionar que tais parâmetros de referência são sombreados por uma variabilidade considerável quanto ao investimento correspondente. Ainda assim, considerando a expansão da capacidade de transporte de 100 milhões de m³/dia entre 2025 e 2030, estimou-se investimentos de US\$ 750 milhões no período para escoamento do gás processado nas UPGNs.

Com relação à expansão da malha básica de gasoduto do país, os estudos do plano decenal de energia 2006/2015 sinalizam investimentos entre US\$ 1,6 e US\$ 2,0 bilhões até 2015 para a ampliação (em relação a 2005) da capacidade de transporte em 30 a 35 milhões de m³/dia. O consumo de gás projetado para 2030 corresponde aproximadamente ao dobro do valor previsto para 2015. Nessas condições, o

valor de US\$ 4 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 m³/dia, pode-se considerar, conforme indicado neste trabalho, importações de 50 milhões de m³/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 m³/dia, pode-se considerar a instalação de plantas regaseificadoras com capacidade total entre 40 e 60 milhões de m³/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 Petrobrás programa para o Nordeste e o Rio de Janeiro, envolvendo investimentos de US\$ 1,3 bilhões constituem, naturalmente, importantes referências de custo, que são corroboradas com dados internacionais do Oil&Gás Journal e de recentes workshops internacionais, significando que cada 10 milhões de m³/dia de capacidade de regaseificação envolve, em média, investimentos de US\$ 600 milhões. Em qualquer caso, é ponto comum a instalação das já referidas plantas de regaseificação da Petrobrás 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\$ 90 bilhões, exclusive as aplicações na distribuição, conforme resumido na Tabela abaixo.

Tabela 6-12 – Investimentos na Área de Gás Natural (em US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	Em % do total
Exploração e produção	80	3,20	85%
Processamento	6	0,24	6%
Malha básica de gasodutos	4	0,16	4%
Importação	5	0,20	5%
TOTAL	95	3,8	100%

Derivados da 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 serão 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 climáticas, 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 as 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) e um estudo realizado pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE da UNICAMP, de 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 etanol³² (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 m³. Nessas condições, considerando a expansão da produção de etanol cenarizada neste trabalho, de 39 milhões de m³ entre 2005 e 2030, estima-se que os investimentos na fase industrial envolvam, no período, recursos de US\$ 18 bilhões.

Dessa forma, os investimentos totais na cadeia de produção de etanol ao longo do horizonte são estimados entre US\$ 29 e US\$ 32 bilhões, o que significa um índice de US\$ 740 a US\$ 820 por m³.

Nessas condições, a Tabela 6-13 resume os investimentos demandados na cadeia de produção do etanol no período 2005-2030.

32 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.

Tabela 6-13 – Investimentos na Cadeia de Produção do Etanol (em US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	Em % do total
Etapa agrícola	12	0,48	40%
Etapa industrial	18	0,72	60%
TOTAL	30	1,20	100%

Energia Elétrica

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 são resumidos na Tabela 6-14. 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.

Tabela 6-14 – Custos de Investimento Referenciais na Geração de Energia Elétrica (em US\$/kW)

Fonte de Geração	US\$/kW
Hidrelétrica ¹	1.330
Potencial até 60.900 MW ²	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 ³	500

Notas: 1) valor médio, considerando a instalação de 88.200 MW, conforme indicado nos estudos deste PNE; 2) inclui a capacidade indicada nos estudos do plano decenal; 3) instalações nos sistemas isolados remanescentes (predominantemente motores diesel).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (PDEE 2006-2015), 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 projeção da Matriz Energética 2030.

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%³³. Não há indicações de que esta proporção tenha se alterado ou que venha a se alterar substancialmente no futuro. Estudo recente da consultoria Tendências³⁴, 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 são os resumidos abaixo.

Tabela 6-15 – Investimentos no Setor Elétrico (em US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	Em % do total
Geração	168	6,7	59%
Transmissão	68	2,7	24%
Distribuição	50	2,0	17%
TOTAL	286	11,4	100%

33 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).

34 Camargo, J.M. e Guedes Fº, 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).

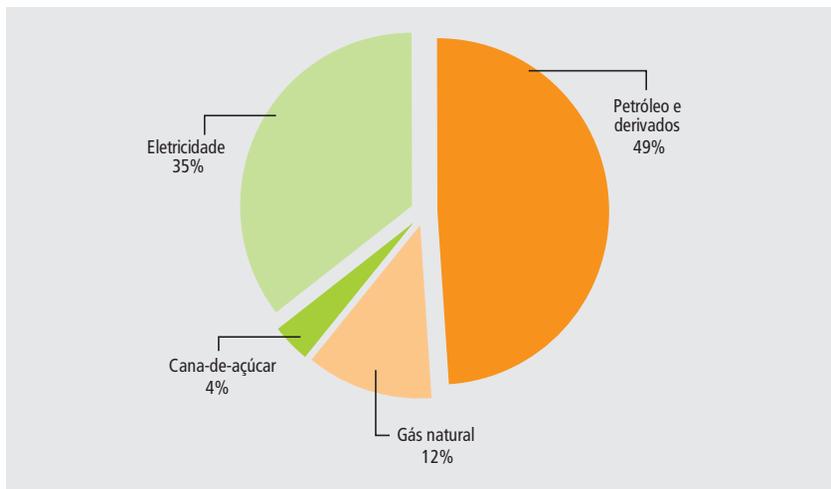
Resumo

Considerando os principais recursos energéticos que compõem a oferta interna de recursos, e que responderão por mais de 90% de sua expansão no horizonte 2005/2030, 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 6-16. Em termos médios anuais, o investimento no setor energético será de US\$ 32,1 bilhões e representará algo como 2,2% do PIB. A Figura 6-14 ilustra a repartição dos investimentos projetados no período pelos principais setores.

Tabela 6-16 – Investimentos no Setor Energético (em US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	Em % do total
Petróleo de derivados	392	15,7	48,8%
Gás natural	95	3,8	11,8%
Cana-de-açúcar	30	1,2	3,7%
Eletricidade	286	11,4	35,6%
TOTAL	803	32,1	100%

Figura 6-14 – Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético no período 2005-2030 (em %)



É importante ressaltar que essas estimativas de investimentos, 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 não estão considerados:

- Custos financeiros ao longo da implantação dos projetos de investimento;
- Inversões na distribuição de gás e de combustíveis líquidos e
- No incremento da eficiência energética.

■ 6.2. Cenários Alternativos e Análise de Sensibilidade

A construção de cenários alternativos e análises de sensibilidades servem ao propósito de inquirir-se sobre a estabilidade dos cenários construídos ou estudarem-se quebras estruturais.

Enquanto uma Análise de Sensibilidade se restringe a um número pequeno de parâmetros e visa estudar pequenas alterações em torno do cenário de referência assumido, mantendo-se, no entanto, alinhado com as premissas fundamentais do cenário, a elaboração de cenários alternativos trata com um número maior de parâmetros, modificando mesmo as grandes premissas. Por outro lado, a construção de cenários alternativos possibilita, por comparação com o cenário de referência, perceber as trajetórias as quais, o planejador deve atentar e, a partir destas, consubstanciar sua visão estratégica.

Análise de Sensibilidade B1-1. Supõe-se aqui que haja uma evolução distinta da preconizada para Geração de Energia Elétrica. Especificamente, haja substituição de geração de térmica a gás natural por ingresso complementar de geração nuclear. Neste caso, se dando uma adição de 2 GW à capacidade instalada nuclear em 2020 e mais 4 GW de capacidade instalada de energia nuclear em 2030. Esta trajetória pode advir se as condições de distribuição e oferta de gás natural se deteriorarem, ou se considerar-se a competitividade do Gás Natural e da Energia Nuclear para Geração de Energia Elétrica.

Análise de Sensibilidade B1-2. Uma segunda análise de sensibilidade possível se dá, supondo a substituição parcial da geração a gás natural e à carvão ao longo do horizonte. Neste caso, há um ingresso de mais 2 GW de capacidade instalada de geração nuclear em 2020 em substituição à geração a gás natural, e mais 4 GW em 2030, em substituição à geração por gás natural e por carvão mineral

No Cenário B1-1, a participação da energia nuclear vai de 1,2% até 4,7%, com leve abatimento nas emissões (queda de 0,03 t CO₂/tep) mas uma melhora substancial na dependência energética, passando de 9,5% no cenário de referência, para 8,5% no cenário B1-1, com redução de 6.400 MW de capacidade instalada de geração a gás natural e acréscimo de 4.000 MW de capacidade nuclear com distintos fatores de capacidade em 2030.

Tabela 6-17 – Evolução da Oferta Interna de Energia na Análise de Sensibilidade B1-1 (em milhões de tep)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Energia não renovável	121,3	159,0	218,7	301,6
Petróleo	84,5	97,0	119,1	155,9
Gás natural	20,5	37,3	54,7	81,2
Carvão mineral e derivados	13,7	20,0	30,2	38,4
Urânio (U308) e derivados	2,5	4,6	14,7	26,1
Energia renovável	97,3	120,0	182,4	259,3
Hidráulica e eletricidade	32,4	37,8	54,6	75,1
Lenha e carvão vegetal	28,5	28,2	28,1	30,7
Cana-de-açúcar e derivados	30,1	39,3	69,5	103,0
Outras fontes primárias renováveis	6,3	14,7	30,3	50,6
TOTAL	218,7	279,0	401,2	560,9

Nota: Acréscimo de 2 GW em 2020 e 4 GW em 2030 de Energia Nuclear

Tabela 6-18 – Evolução da Participação na Análise de Sensibilidade B1-1 (em %)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Energia não renovável	55,5	56,9	54,5	53,8
Petróleo	38,7	34,8	29,7	27,8
Gás natural	9,4	13,4	13,7	14,5
Carvão mineral e derivados	6,3	7,2	7,5	6,9
Urânio (U308) e derivados	1,2	1,7	3,7	4,7
Energia renovável	44,5	43,0	45,4	46,2
Hidráulica e eletricidade	14,9	13,5	13,6	13,4
Lenha e carvão vegetal	13,0	10,1	7,0	5,5
Cana-de-açúcar e derivados	13,8	14,1	17,3	18,4
Outras fontes primárias renováveis	2,9	5,3	7,6	9,0
TOTAL	100	100	100	100

Nota: Acréscimo de 2 GW em 2020 e 4 GW em 2030 de Energia Nuclear

No Cenário B1-2, a participação da energia nuclear vai aos mesmo 4,7% enquanto que a participação do carvão mineral e derivados em 2030 se reduz a 6,1%, patamar abaixo dos 6,5% de 2005. Devido à substituição parcial da geração a carvão por nuclear, embora não haja decréscimo substantivo com respeito a dependência externa de energia, observa-se um leve ganho com respeito às emissões, com um abatimento nas emissões de 0,04 t CO₂/tep da oferta interna de energia em relação ao cenário de referência ao final do horizonte. No mesmo cenário, há uma entrada, ao final do horizonte dos mesmo

4.000 MW em geração nuclear, contra uma redução de capacidade instalada de geração a carvão de 3.000 MW e redução de capacidade instalada de geração térmica a gás de 2.650 MW.

Tabela 6-19 – Evolução da Oferta Interna de Energia na Análise de Sensibilidade B1-2 (em milhões de tep)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Energia não renovável	121,35	159,01	218,74	300,41
Petróleo	84,55	97,02	119,14	155,91
Gás natural	20,53	37,33	54,7	84,3
Carvão mineral e derivados	13,72	20,01	30,20	34,1
Urânio (U308) e derivados	2,55	4,63	14,7	26,1
Energia renovável	97,31	120,00	182,43	259,35
Hidráulica e eletricidade	32,38	37,8	54,55	75,07
Lenha e carvão vegetal	28,47	28,15	28,07	30,69
Cana-de-acúcar e derivados	30,15	39,33	69,47	103,03
Outras fontes primárias renováveis	6,32	14,72	30,33	50,56
TOTAL	218,66	279,01	401,17	559,75

Nota: Acréscimo de 2 GW em 2020 e 4 GW em 2030 de Energia Nuclear

Tabela 6-20- Evolução da Participação na Análise de Sensibilidade B1-2 (em %)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Energia não renovável	55,5	57,0	54,5	53,7
Petróleo	38,7	34,8	29,7	27,8
Gás natural	9,4	13,4	13,7	15,1
Carvão mineral e derivados	6,3	7,1	7,5	6,1
Urânio (U308) e derivados	1,2	1,7	3,7	4,7
Energia renovável	44,5	43,0	45,5	46,3
Hidráulica e eletricidade	14,8	13,5	13,6	13,4
Lenha e carvão vegetal	13,0	10,1	7,0	5,5
Cana-de-acúcar e derivados	13,8	14,1	17,3	18,4
Outras fontes primárias renováveis	2,9	5,3	7,6	9,0
TOTAL	100	100	100	100

Nota: Acréscimo de 2 GW em 2020 e 4 GW em 2030 de Energia Nuclear

Tabela 6-21 – Quadro Comparativo Resumido para 2020 e 2030.

Cenário de referência	2020	2030
Capacidade instalada nuclear (MW)	4.300	7.347
Capacidade instalada a gás natural (MW)	14.000	21.035
Capacidade instalada a carvão (MW)	3.011	6.015
Dependência externa de energia (% sobre OIE)	1,3	9,5
Emissões em t CO ₂ /tep de OIE	1,41	1,38
Análise de Sensibilidade B1-1		
Adicional capacidade instalada nuclear (MW)	2.000	4.000
Redução capacidade instalada a gás natural (MW)	3.230	6.400
Dependência externa de energia (% sobre OIE)	0,7	8,5
Emissões em t CO ₂ /tep de OIE	1,39	1,35
Análise de Sensibilidade B1-2		
Adicional capacidade instalada nuclear (MW)	2.000	4.000
Redução capacidade instalada a gás natural (MW)	3.230	2.650
Redução capacidade instalada a carvão mineral (MW)	0	3.000
Dependência externa de energia (% sobre OIE)	0,7	9,1
Emissões em t CO ₂ /tep de OIE	1,39	1,34

7. Análise Sócio-Ambiental e Indicadores de Energia: Sinopse

7.1. Indicadores de Energia

Conforme sustentado pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, 2005), os recursos energéticos têm um impacto direto sobre a pobreza, as oportunidades de emprego, a educação, a evolução demográfica, o nível de poluição etc. Portanto, ao se abordar a utilização dos recursos energéticos, deve-se também considerar questões como impacto ambiental, acessibilidade aos recursos, segurança energética, dentre outros.

Neste sentido os indicadores permitem sintetizar informações sobre uma realidade complexa e variável, constituindo-se em uma importante ferramenta. As informações expressas na forma de indicadores e índices são números que procuram descrever um determinado ângulo da realidade, ou a relação entre seus diversos aspectos.

Os indicadores de energia expostos foram escolhidos seguindo-se as melhores práticas e fontes internacionais reputáveis, tendo como referência os relatórios: “Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies 2005” da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA) e “New Zealand Energy Indicators 2006” do Ministério do Desenvolvimento Econômico da Nova Zelândia.

A construção de indicadores em determinado país é um processo de aprimoramento constante que está em consonância com o desenvolvimento e amadurecimento do planejamento energético de longo prazo. Os indicadores aqui propostos devem ser vistos como pertencentes ao início de um processo de avaliação da MEN e da própria geração de seus cenários futuros.

Box – Definições e Comentários sobre os Indicadores

- **Intensidade Energética.** Os Indicadores de Intensidade Energética medem no mais alto nível, o esforço de um país para se obter o desenvolvimento econômico a partir do insumo energético. Sendo assim, o comportamento ideal deste indicador seria um crescimento econômico contínuo com redução ou estabilização na demanda/oferta de energia. Veja que se obtém a sua redução pelo aumento da eficiência dos processos, mas também pelo melhor uso econômico.

- **Acesso a Energia.** Os Indicadores de Acesso à Energia medem o nível do uso de energia numa base per capita e refletem os padrões do uso de energia da sociedade. Sua importância está relacionada ao fato do uso limitado do acesso à energia ser um sério constrangimento enfrentado pelos países em desenvolvimento. Sendo assim, um comportamento desejado para este indicador seria uma trajetória de crescimento que refletisse um maior acesso das populações mais carentes à energia e aos serviços a ela relacionados.

- **Indicadores de Meio-Ambiente.** Os Indicadores de Energia relacionados à dimensão ambiental são bastante vastos e referem-se à água, solo e ar. Neste trabalho limita-se a desenvolver o tema emissões, mais especificamente

aquelas relativas aos poluentes gasosos, e deixa para futuros aprimoramentos as demais áreas. Um dos grandes desafios atuais da sociedade é atender sua crescente demanda por energia sem colocar em risco a sustentabilidade ambiental, significando um controle mais estrito das emissões. A estimação do nível de emissões adicionais necessárias para que o país possa atender sua demanda futura de energia é uma importante informação que serve para balizar tanto o planejamento do desenvolvimento como para sustentar os pleitos referentes às necessidades de emissão dos países de industrialização recente.

- **Emissões de GEE.** Este Indicador mensura o total de emissões de GEE (Gases de Efeito Estufa) relacionadas à Oferta de Energia per capita e por unidade do PIB. Além de ser um Indicador estratégico, é utilizado internacionalmente e, portanto, facilmente comparável.

- **Indicadores de Segurança Energética.** Os Indicadores de segurança energética retratam de uma forma geral, à disponibilidade física da oferta para satisfazer uma determinada demanda a um preço dado de forma a manter a sustentabilidade econômica e ambiental. A manutenção de uma oferta estável de energia é um dos principais objetivos a serem alcançados pelo desenvolvimento sustentável. Interrupções na oferta de energia constituem um tipo de risco sistemático que precisa ser detectado para que se possam implementar as medidas cabíveis.

- **Dependência Externa de Energia.** A Dependência Externa de Energia refere-se em que extensão, um país depende de importações para atender seus requerimentos de energia.

- **Disponibilidade de Recursos.** Os Indicadores de disponibilidade de recursos referem-se à relação das reservas de energia no final de determinado ano para produção de energia. O objetivo destes indicadores é mensurar a disponibilidade das reservas nacionais de energia com respeito à produção de determinado combustível, no caso, petróleo e gás. Sendo assim, tais indicadores provêm uma medida relativa de quanto tempo as reservas provadas irão durar se a produção continuasse nos níveis atuais.

Tabela-7-1 – Indicadores de Economia e Energia para o Cenário de Referência

	2005	2010	2020	2030	
Quadro Resumo dos Indicadores de Economia e Energia	População (Milhões)	184,00	198,00	220,00	239,00
	Número Domicílios (Milhões)	51,41	57,51	69,75	81,84
	PIB (bilhões US\$ 2005)	796,30	955,84	1377,43	2133,28
	PIB Setor Agricultura (bilhões US\$ 2005)	66,89	84,86	121,61	187,27
	PIB Setor Industrial (bilhões US\$ 2005)	318,52	384,39	529,78	782,88
	PIB Setor Serviços (bilhões US\$ 2005)	410,89	486,59	726,05	1163,13
	Oferta Interna de Energia (milhões US\$ 2005)	218,66	279,01	398,44	557,13
	Consumo Final Total de Energia (CFT) (milhões US\$ 2005)	195,91	246,44	353,05	483,36
	Consumo Final Não-Energético (CFNE) (milhões US\$ 2005)	13,22	17,18	21,21	29,25
	Consumo Final do Setor Energético (CFSE) (milhões US\$ 2005)	17,64	23,11	43,18	51,29
	Consumo Final Energético (CFE) exclusivo o consumo do setor energético (milhões de tep)	165,04	206,15	288,66	402,82
	Consumo Final Setor Agropecuário (milhões de tep)	8,36	10,46	15,00	21,36
	Consumo Final Setor Industrial (milhões de tep)	73,50	94,79	135,36	174,93
	Consumo Final Setor Serviços (milhões de tep)	61,36	77,06	109,09	166,07
	Consumo Final Residencial	21,83	23,84	29,22	40,46
	Consumo Residencial Final de Eletricidade (TWh)	83,27	105,40	166,40	283,80
	Consumo de Eletricidade Total (TWh)	361,60	469,10	681,60	992,20
	Consumo do Ciclo Otto (milhões de tep)	22,27	27,47	41,23	66,21
	Emissão de CO ₂ (Mt de CO ₂)**	323,1	414,6	562,1	770,8

Continua ...

Tabela-7-1 – Indicadores de Economia e Energia para o Cenário de Referência (Continuação)

	2005	2010	2020	2030	
Indicadores Sócio-Ambientais e de Usos da Energia	Participação do Consumo Final Energético (CFE) na OIE (%)	75,48	73,89	72,45	72,30
	Participação do Consumo do Setor Energético na OIE (%)	8,07	8,28	10,84	9,21
	Participação do Consumo Final Não-Energético (CFNE) na OIE (%)	6,05	6,16	5,32	5,25
	Participação das Perdas na OIE (%)	10,41	11,67	11,39	13,24
	OIE/População(tep/per capita)	1,19	1,41	1,81	2,33
	OIE/PIB(tep/mil - 2005 US\$)	0,28	0,29	0,29	0,26
	CFT/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,25	0,26	0,26	0,23
	CFE/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,21	0,22	0,21	0,19
	Consumo Final do Setor Agropecuario/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,12	0,12	0,12	0,11
	Consumo Final do Setor Industrial/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,23	0,25	0,26	0,22
	Consumo Final do Setor Serviços/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,15	0,16	0,15	0,14
	CFE/hab (tep/hab)	0,90	1,04	1,31	1,69
	Consumo Final de Eletricidade Total / População(MWh/hab)	1,97	2,37	3,10	4,15
	Consumo Final Residencial de Eletricidade / Domicílio(MWh/domicílio)	1,62	1,83	2,39	3,47
	Consumo Final Residencial de Eletricidade / População(MWh/hab)	0,45	0,53	0,76	1,19
	Consumo do Ciclo Otto por Habitante (tep/hab)	0,12	0,14	0,19	0,28
	Fator de Capacidade da Geração de Energia Hidroelétrica (Inclui APE, Itaipu e PCH)	0,53	0,53	0,53	0,56
	Fator de Capacidade do Refino de Petróleo	0,91	0,81	0,94	0,94
	CO ₂ /OIE(t CO ₂ /tep)	1,48	1,49	1,41	1,38
	CO ₂ /População(t CO ₂ /hab)	1,76	2,09	2,55	3,23
CO ₂ /PIB(kg CO ₂ /2000 US\$)	0,41	0,43	0,41	0,36	
Participação de Renováveis na OIE (%)	44,50	43,01	45,79	46,55	
Indicadores de Segurança Energética	Dependência Líquida de PETRÓLEO E DER.(%)	-0,3	18,7	26,2	-1,8
	Dependência Líquida de GÁS NATURAL(%)	-40,9	-28,8	-9,0	-6,1
	Dependência Líquida de CARVÃO MINERAL (%)	-82,6	-84,6	-83,3	-75,7
	Dependência Líquida de ÁLCOOL (%)	15,2	17,6	29,4	17,1
	Dependência Líquida de ELETRICIDADE (%)	-8,8	-6,8	-5,3	-3,7
	DEPENDÊNCIA Líquida Energética (%)	-13,3	-5,3	-1,3	-9,5
	Razão R/P Petróleo (anos)	18	18	18	18
	Razão R/P Gás (anos)	17,3	19,3	18	18

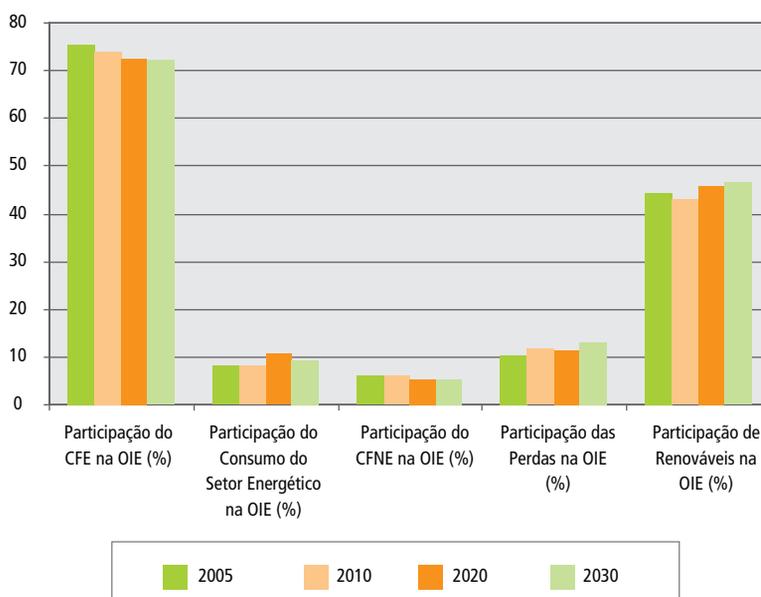
■ 7.1.1. Indicadores Sócio-Ambientais e de Usos da Energia

Estrutura da OIE. A participação do consumo final energético, excluído o consumo próprio e o consumo não-energético, na Oferta Interna de Energia (OIE) decresce de 75,5% para cerca de 72,30% de 2005 até 2030, com um aumento das perdas de 10,2% para cerca de 13,2% e aumento do consumo do setor energético, refletindo o ingresso de geração térmica e processamento. De fato, o Consumo do Setor Energético (Consumo Próprio), segue de 8,07%, em 2005, para um patamar de 9% em 2030, significando um consumo expressivo nas refinarias, nas usinas de álcool e na geração térmica de eletricidade.

No mundo, a participação do consumo final energético na OIE (excluindo o consumo do setor energético e o consumo não-energético), orla em torno de 63%, em razão da maior participação da geração térmica de eletricidade.

A participação do consumo não-energético no Brasil segue de 6,05% para 5,25%. Nos países desenvolvidos esta participação em 2003 foi, em média, de 7%, chegando a 8% no Japão e até 15% em alguns países.

Figura 7-1- Indicadores Seleccionados e Evolução no Horizonte 2005-2030.



Acesso a Energia. As projeções acenam a um maior acesso a energia, ao final do horizonte. De fato, enquanto a OIE/População passa de 1,19 tep per capita para 2,33 tep per capita em 2030, o consumo final residencial de eletricidade por domicílio evolui de 1,62 MWh/Domicílio para 3,47 MWh/Domicílio no mesmo período. Embora significativo, cabe lembrar que ainda é distante dos indicadores dos países desenvolvidos. Em 2004, os EUA apresentavam 7,9 tep per capita e os países membros da Agência Internacional de Energia, cerca de 5,15 tep per capita.

De modo semelhante, o Consumo de Eletricidade por habitante evolui de 1,97 MWh/capita em 2005 para 4,15 MWh/capita em 2030, significando uma universalização eficaz mas ainda distante de

indicadores dos países mais desenvolvidos (EUA em 2004 apresentou 13,3 MWh/capita e a América Latina cerca de 1,7 MWh/capita).

O Consumo do Ciclo Otto por habitante que fundamentalmente releva o consumo dos automóveis de passeio se eleva com o aumento de poder aquisitivo, mais que dobrando ao longo do horizonte, evoluindo de 0,12 tep/habitante até 0,28 tep/habitante em 2030.

Eficiência Energética. A Intensidade Energética da Oferta (OIE/PIB(tep/mil - 2005 US\$)) decaiu de 0,28 tep/mil US\$ para 0,26 tep/mil US\$, no horizonte 2005-2030 assim como a Intensidade Energética do Consumo Final por PIB, ainda que de maneira diferenciada nos setores, sendo mais pronunciada no setor de serviços e agropecuário.

Ainda no quesito eficiência, faz-se mister observar os fatores de capacidade dos centros de transformação. As refinarias preconizam um aproveitamento médio de 90%, considerando que os EUA e a União Européia-25 mantêm um fator de capacidade de 93% desde meados dos anos 90 e que a média atual na América do Sul e Central é de cerca de 81%, o prognóstico pode ser considerado bom. O fator de capacidade da geração hidroelétrica evolui de 0,53 atuais para 0,56, uma significativa melhora, fruto do aumento da capacidade de regularização do sistema devido a entrada de termoeletricidade e mais empreendimentos de transmissão.

Meio-Ambiente. A participação de renováveis alcança 46,6% em 2030 (no mundo este percentual é de cerca de 13%), graças a entrada da bio-energia e o aproveitamento hidroelétrico possível. Em termos de emissões, tanto as toneladas de CO₂ por tep quanto por PIB diminuem graças ao aumento da eficiência no uso da energia e à manutenção da participação das fontes renováveis. Enquanto os países da OCDE emitem 2,34 toneladas de CO₂ por tep de OIE, o Brasil apresenta um índice muito inferior, 1,48 t CO₂/tep, decrescendo até 1,38 t CO₂/tep em 2030, parcialmente devido ao ingresso da bioenergia. Os países desenvolvidos (OCDE) apresentam, atualmente, emissões per capita da ordem de 11,09 t CO₂/habitante e emissões de CO₂ por PIB por volta de 0,47 t CO₂/US\$. Em contrapartida, o Brasil apresenta emissões per capita de 1,76 t CO₂/habitante (2005), indo a 3,23 t CO₂ per capita até 2030.

■ 7.1.2. Segurança Energética

Por segurança energética de um país compreender-se-á o adequado suprimento de energia necessário, a preços razoáveis e estáveis, para o seu desenvolvimento econômico sustentável. É importante ressaltar que o conceito de desenvolvimento sustentável, entende-se construído sobre outros três conceitos interdependentes e mutuamente sustentadores — desenvolvimento econômico, desenvolvimento social e proteção ambiental, incorrendo, portanto no compromisso entre-gerações.

De maneira sucinta os cinco elementos tradicionais para a análise da segurança energética são os centros de demanda, a logística e fontes de suprimento energético, a geopolítica, a estrutura de mercado e a análise das instituições.

A segurança energética *per si* nos orienta então a buscar fontes alternativas de energia, maior competição na oferta de energia, eficiência energética, diversificação energética, a elaboração de planos de contingência e outras políticas.

Box – A Agenda da Segurança Energética

Daniel Yergin sugeriu alguns princípios norteadores para balizar a questão nacional da segurança energética, havendo já diversas versões, sendo a diversificação e a interdependência centrais. Daniel Yergin é diretor do Cambridge Energy Research Associates (CERA). Ele recebeu o prêmio Pulitzer pelo trabalho *“The Epic Quest for Oil, Money and Power”*. Atualmente é diretor da Força Tarefa de Pesquisa Estratégica e Desenvolvimento para Energia do Departamento Americano.

São os seguintes, os princípios sugeridos:

- Diversificação das fontes de suprimento energético é o ponto inicial da segurança energética.
- Reconheça a realidade da integração energética mundial
- Uma margem de segurança em capacidade, nos estoques emergência e redundância em pontos críticos da infra-estrutura é importante.
- Dependendo de mercados flexíveis e evitar a tentação da micro-administração dos mercados podem facilitar os ajustamentos de curto prazo e minimizar as ameaças de longo prazo.
- Entenda a importância da mútua interdependência entre companhias, governos, em todos os níveis.
- Fomente o relacionamento entre fornecedores e consumidores de energia.
- Crie uma atitude pro ativa com respeito a segurança que envolva produtores e consumidores.
- Provenha informação de boa qualidade ao público antes, durante e depois que o problema ocorrer.
- Invista regularmente em inovação tecnológica na indústria.
- Comprometa-se com pesquisa, inovação, desenvolvimento para o equilíbrio energético de longo prazo e para as transições.

A segurança energética significa fundamentalmente perceber a interdependência entre mercados existentes na atualidade, em que pese a razoável instabilidade política em diversas regiões do planeta.

Box – Políticas de Segurança da Agência Internacional de Energia

• **O que está incluído no sistema de segurança energética de petróleo da AIE?** - Manutenção peremptória de estoques nacionais mínimos e planos para o uso coordenado com os seus membros e outros países não-membros, restrição de demanda, substituição de combustível, operação coordenada das organizações nacionais de emergência, testes das medidas de emergência e treinamento em situações em tempo real de emergências, bem como, sistema de realocação da oferta disponível se necessário.

• **Qual o nível dos estoques recomendados?** – Os membros da AIE mantêm em estoques algo como 4,1 bilhões de barris de estoques de barris públicos e privados, o que equivale a meta legal obrigatória de 90 dias de importação do ano anterior. Alguns países possuem percentuais relativos também ao consumo, por pertencerem à União Européia. A distinção dos critérios de estoque é fundamentalmente que a AIE utiliza a base da importação líquida e a União Européia utiliza o consumo.

• **O corte de fornecimento mais significativo até hoje** foi durante a guerra entre o Irã e o Iraque, que acarretou uma restrição de 5.6 milhões de barris por dia durante seis meses.

• **A agência acionou a chamada ação coordenada algumas vezes entre os seus membros.** Em 1991 durante a guerra do Golfo e em outras ocasiões. O plano de contingência foi acionado em 17 de janeiro de 1991 e tornou disponível cerca de 2.5 milhões de barris por dia dos estoques, bem como outras medidas de menor impacto. Outro exemplo ocorreu durante a greve na Venezuela e em resposta aos danos provenientes da passagem do furacão Katrina, quando a Agência tornou disponível cerca de 2 milhões de barris por dia dos estoques por 30 dias.

• Os estoques são mantidos compulsoriamente pelas empresas, pelo Governo e pelas Agências. Cerca de 2/3 dos estoques são mantidos pelas empresas.

Segurança Energética no Horizonte 2030. No tocante ao petróleo, ainda que o país produza o volume de petróleo consumido, é necessária a importação de certos tipos de óleos específicos de forma a que o refino possa melhor atender à demanda de derivados. No início da década passada o Brasil importava, em grande parte, petróleo oriundo do Oriente Médio. No entanto, o volume importado de tal região reduziu-se significativamente nos últimos dez anos, sendo a Arábia Saudita o principal país fornecedor atualmente, dentre os do Oriente Médio. Os petróleos africanos, que em 1995 representavam cerca de 20% do total importado, em 2004, passaram a contribuir com 71% do total importado, com grande contribuição da Argélia e Nigéria. Da mesma forma que os petróleos do Oriente Médio, os petróleos africanos, são, geralmente, mais leves que o petróleo brasileiro. Da América do Sul, o principal país fornecedor de petróleo é a Argentina, sendo que a sua participação caiu muito nos últimos anos. Óleo diesel, GLP e nafta são os três principais derivados importados pelo Brasil, representando 70% das importações de derivados em 2004.

Tabela 7-2 – Evolução das Importações de Petróleo pelo Brasil por Região (em milhares de barris)

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Importação de petróleo						05/04 %
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
América do Norte	0	2.076	1.863	-	0	5.130	-
Américas Central e do Sul	59.189	35.039	19.830	11.153	11.869	6.677	-43,74
Europa e ex-União Soviética	-	2.042	5.890	6.296	-	0	-
Oriente Médio	31.647	27.666	38.694	36.250	37.830	35.248	-6,83
África	53.936	85.658	72.608	73.634	122.809	91.412	-25,57
Ásia-Pacífico	578	-	-	879	-	-	-

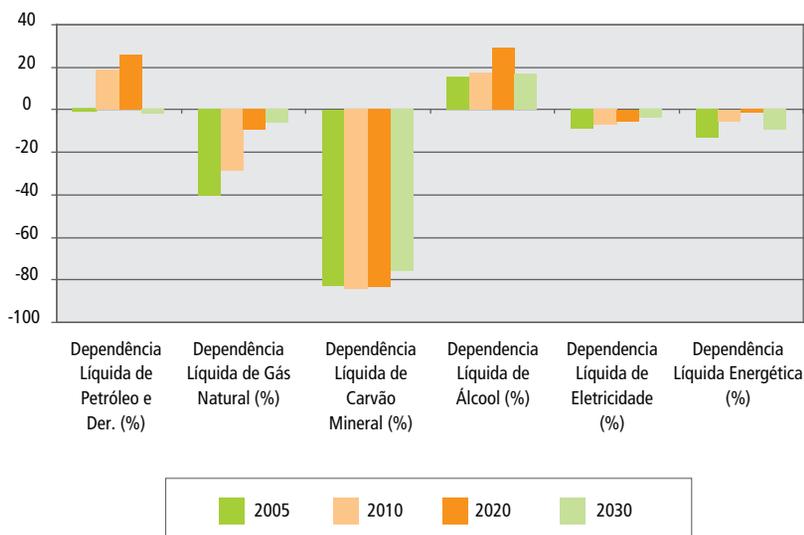
Fonte: ANP

Calculando-se a dependência de derivados como a relação percentual entre as importações e o consumo de derivados de petróleo, verifica-se que o Brasil, de uma dependência em 2005 de cerca de 4%, evolui até uma situação confortável de exportador líquido de derivados, em barris de petróleo, ao longo do período, alcançando uma exportação líquida sobre o consumo de 0,9% em 2030. Também digno de menção é a participação da Bioenergia no mercado de consumo diesel que se eleva de 6% em 2010, até 18,9% em 2030, significando um aumento da segurança energética.

No tocante à dependência total de petróleo e derivados, em toneladas equivalentes de petróleo, em termos prospectivos, aponta-se para uma dependência de petróleo e derivados ao final de 2030 de 1,8%.

A dependência com respeito ao carvão mineral advém do Carvão Metalúrgico, carvão de alto poder calorífico e pureza, que hoje é quase em sua totalidade importado.

Figura 7-2 – Dependência Energética no Horizonte 2005-2030 (em %)



Diversidade de Fontes de Energia na Matriz. Concernente a diversidade de fontes de energia, o Brasil se encontra em uma situação hoje mais tranqüila. Neste sentido observamos que a partir de 2005, todos os indicadores de diversidade têm evoluído. Dentre os indicadores mais utilizados, destacam-se o Índice de Herfindahl-Hirschman ou HHI, que é soma do quadrado das participações na Oferta Interna de Energia e indicadores de número de fontes. O HHI é muito utilizado para se perceber o grau de concentração em distribuições. O valor pode variar de 0 até 10.000, resultado do quadrado de uma participação única de 100%. Outro índice interessante é o número de participações superiores a 2,5%, 5% e 10%. A evolução de tais índices para o Brasil pode ser observada na Tabela que segue, que mostra um aumento lento e significativo da diversificação no cenário em curso.

Tabela 7-3 – Evolução da Diversidade Energética no Horizonte 2005-2030

	2005	2010	2020	2020
HHI	2.211,3	1.954,5	1.759,3	1.717,2
Participações Superiores a 10%	4	5	4	4
Participações Superiores a 5%	6	7	7	7
Participações Superiores a 2,5%	7	7	8	8

8. Políticas Públicas Governamentais para o Setor Energético e Recomendações

Considerações Iniciais. A análise de diversos cenários de evolução da economia e dos respectivos consumos de energia do País, com avaliação de todos os principais usos dos energéticos e perspectivas de sua priorização, permite conhecer a priori quais as alternativas desvantajosas que cumpre evitar, propondo as políticas que visam levar às situações mais favoráveis para a produção, transporte e consumo energético no País.

Para esses cenários foram estudadas as possíveis evoluções dos valores e da estrutura do consumo final de energia por fonte e por setor, tomando em conta os hábitos de consumo, a atividade industrial, comercial, agrícola, de transportes, de serviços, etc. O aumento da eficiência energética foi tratado como se fora uma fonte adicional de energia, de exploração e suprimento menos impactante no ponto de vista ambiental.

Um importante aspecto, que um horizonte de longo prazo permite vislumbrar, é o da segurança de suprimento, pois permite identificar gargalos e propor medidas duradouras que utilizem amplamente as instalações que serão construídas, dentro de seu período de vida útil. A segurança de suprimento não está somente ligada à capacidade de fornecer o energético, como também de garantir sempre o seu adequado transporte.

■ 8.1. Oferta de Energia e Políticas Públicas

A Matriz Energética do Brasil, de fato, sempre se distinguiu internacionalmente pela alta participação de fontes renováveis de energia, inicialmente somente fruto dos empreendimentos hidroelétricos na produção de eletricidade e mais tarde pela introdução do álcool de cana de açúcar como carburante nos automóveis.

Isso proporcionou ao País uma matriz mais limpa em termos de poluição ambiental para benefício de toda sociedade brasileira. Tendo em conta as atuais tendências mundiais de preocupação exacerbada com o aquecimento global, é de grande interesse procurar ampliar essa participação, mas se isso for impossível, deve-se, pelo menos, tentar manter essa participação nos níveis atuais.

Ademais, também nortearam a adoção da hidroeletricidade e do álcool de cana como energéticos, o fato de ter se desenvolvido localmente tecnologia de ponta em ambos os casos, além de ter-se instalado no País suficiente capacidade e engenharia de projeto e construção e a infra-estrutura industrial para atender a praticamente todos os itens necessários à produção de equipamentos, a construção de instalações, etc.

Nesse contexto é bom destacar, no que concerne a energia elétrica, que para manter a alta participação renovável, a hidroeletricidade continua sendo a que apresenta condições mais favoráveis para a produção de energia de base, tanto pelo potencial existente, como pela sua atratividade econômica, uma vez que seu impacto ambiental local pode ser bem quantificado, ter seu custo avaliado e incorporado ao custo da energia, além de atenuado e compensado.

No entanto, no horizonte de longo prazo, torna-se fundamental preparar o País para a futura tran-

sição entre uma expansão predominantemente hidrelétrica, como ocorreu nos últimos quarenta anos, para uma expansão, com características completamente distintas, com uma participação crescente de fontes alternativas renováveis, como eólica e outras, e de usinas térmicas, utilizando diferentes insumos energéticos, de preferência também renováveis, como a biomassa.

Outra característica da oferta de energia elétrica é a necessidade crescente de usinas de alto fator de capacidade para o que não se pode contar com as opções eólicas e de biomassa, esta última em geral mais atinente à co-geração.

Com respeito ao potencial de co-geração da indústria da cana, ressalte-se que ainda não se encontra devidamente explorado em plenitude, a despeito de seus enormes atrativos.

Afora, a utilização das energias renováveis, considerando uma visão de longo prazo, é necessário planejar uma expansão para a geração térmica, no País, com unidades a carvão, nucleares e a gás natural, inclusive o GNL, além das usinas utilizando biomassa, já mencionadas.

O Brasil dispõe de todas as alternativas térmicas, com maior potencial para a nuclear e o carvão, justamente em função da disponibilidade abundante de combustível.

Com respeito às usinas térmicas a carvão, a opção seria utilizar na região Sul o combustível nacional, como já tem sido desenvolvido, mas nas regiões Sudeste e Nordeste, poderia ser considerada a alternativa do combustível importado, particularmente no longo prazo.

A opção nuclear deve ser observada, sobretudo para a época após a conclusão da Usina Nuclear de Angra III. Neste caso, ressaltam-se as grandes reservas de urânio no Brasil e o alto nível da competência técnica nacional em todo o processo da cadeia de produção. De fato, é factível a execução de toda a cadeia de produção no país, desde a exploração, enriquecimento, produção do combustível e a própria geração, sendo o Brasil auto-suficiente no processo de geração de energia elétrica nuclear.

Destarte, vislumbra-se que a alternativa de expansão térmica de base no Brasil, quando do esgotamento do potencial hidrelétrico aproveitável após 2020, deverá ser fundamentalmente baseada em uma combinação de geração a carvão e geração nuclear e complementada pela geração a gás.

Fora do setor elétrico, o gás natural, nesse horizonte, gradativamente torna-se um combustível nobre decorrente da crescente demanda seja pelo setor industrial e de transporte. Por este motivo a implementação da infra-estrutura necessária para a importação do GNL torna-se atraente nesse horizonte no Brasil.

A entrada em cultivo, produção e uso de novos bio-combustíveis também remete ao problema de seu transporte desde a área de cultivo até a de produção do combustível e daí até os pontos de distribuição ao consumidor. Essa é uma área em que se poderão ter grandes economias se propriamente planejada e incentivada.

Por outro lado, o fato do sistema de geração de energia elétrica ser predominantemente hidroelétrico levou também a se desenvolver um grande complexo de transporte, levando-se em conta as diversidades hidrológicas entre as diversas bacias hidrográficas envolvidas, além de garantir a segurança do abastecimento.

Ainda relativamente ao setor elétrico, é bom lembrar que, embora a tecnologia de projeto, construção e fabricação de componentes do sistema de distribuição de eletricidade seja predominantemente nacional, há deficiências nesse sistema que conduzem a níveis de perda inaceitáveis em algumas áreas do País. Faz-se mister posicionar-se com relação a esse ponto e propor as medidas que permitam corrigir

esse problema ao longo do tempo.

Considerando-se o exposto, em linhas muito gerais, as **diretrizes políticas do setor energético relativas à oferta de energia** deveriam se centrar nos seguintes pontos:

- Garantir a **segurança de abastecimento**, com **modicidade tarifária**, promovendo a livre concorrência, atraindo investimentos e garantindo a qualidade do abastecimento;
- Buscar **manter** a grande participação de **energia renovável** na Matriz, mantendo a posição de destaque que o Brasil sempre ocupou no cenário internacional;
- Fomentar a eficiência energética na produção de energia no País;
- Incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional;
- Promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos e preservar o interesse nacional;
- Procurar **utilizar** sempre **tecnologia nacional** no desenvolvimento das fontes competitivas;
- Para isso, traçar **trajetória** de desenvolvimento das **fontes** que leve em conta sua disponibilidade e sua potencialidade até 2030, de modo a **melhor aproveitá-las**; e
- Procurar sempre **otimizar o transporte de energia** entre a área em que ela é produzida até a chegada ao consumidor final, inclusive **reduzindo** ao mínimo as perdas envolvidas no processo.

A seguir são tratadas as diversas fontes com as suas diretrizes políticas específicas.

■ 8.1.1. Energia Renovável

Hidroeletricidade

Na expansão preconizada fica caracterizada a importância e a **prioridade das grandes usinas hidrelétricas da Amazônia**, para o atendimento do sistema após 2010, em particular, as que já dispõem de estudos de engenharia e ambientais desenvolvidos, de forma que possam ser consideradas para o atendimento do mercado após aquele ano.

No caso das usinas hidrelétricas de médio porte, em função da quase interrupção dos estudos de inventário e de viabilidade, a partir da década de 90, o País não dispõe atualmente, de uma carteira de projetos (usinas hidrelétricas, com estudos de viabilidade concluídos e com licenças ambientais prévias aprovadas), em quantidade suficiente para atender a expansão dos requisitos do mercado de energia elétrica do sistema interligado nacional, nos montantes necessários, no horizonte de longo prazo.

Para prosseguir no aproveitamento desse potencial que se situa basicamente nas regiões Norte e Centro Oeste e que não se limita às usinas já bem estudadas, é necessário ter em mente que o nível de conhecimento do restante potencial a explorar é relativamente baixo. Assim sendo, recomenda-se ampliar o conhecimento do potencial hidroelétrico que permita melhor estabelecer o limite desse potencial em termos de viabilidade ambiental, dentro de custos plausíveis para atender à demanda de energia elétrica.

Atinente ao transporte de energia, o aproveitamento desse potencial remanescente conduz também à necessidade de concretizar a interligação completa do Sistema Interligado Nacional agregando qualidade, confiabilidade, economia de combustíveis e maximizando o aproveitamento das diversidades hidrológicas regionais.

Em sua atuação o governo deve observar a **inserção regional dos aproveitamentos** e o levantamento dos pontos de **interesse das populações locais** também são elementos úteis para lograr objetivos mais amplos que o simples fornecimento de energia elétrica a populações distantes. No Canadá, por exemplo, estão sendo desenvolvidos projetos hidroelétricos, inclusive em terras indígenas, que são de interesse das populações locais, contanto com seu irrestrito apoio e não resistência como tem ocorrido no Brasil.

A **importância de considerar os outros usos da água** leva à necessidade de um planejamento mais integrado pelas várias áreas do governo. Esse **sistema de planejamento** permitiria a inserção do **desenvolvimento sustentável** nas prioridades do Governo, com diretrizes e metas buscadas numa concepção adequada de desenvolvimento com um crescente processo de inclusão social e sustentabilidade ambiental.

Mas para se ter equilíbrio entre as informações disponíveis para decisão por parte do Governo, seria necessário que os demais usuários da água tivessem estudos desenvolvidos como os do setor de energia, que tomem em conta os cenários econômicos almejados e as correspondentes demandas de água para seu uso, decorrentes dessas hipóteses. Necessário observar se todos os custos também estão sendo levados em contas nesses planos inclusive os sócio-ambientais.

Na questão da hidroeletricidade, impõe-se, portanto, uma profunda interação entre o setor energético e os demais usuários da água, de modo que desde o inventário dos recursos já se tome em conta a gama de usos possíveis e suas justificativas econômicas e sociais.

Em resumo, a política do setor de energia no que concerne especificamente à hidroeletricidade deveria ser a de **colaborar** para que haja **planejamento dos outros setores usuários da água** com **mesmos critérios** que vislumbram **crescimento econômico** e o **atendimento das demandas** estudadas.

Pequenas Centrais Hidroelétricas, Geração a Biomassa e Energia Eólica

Usinas geradoras de energia elétrica empregando fontes renováveis de energia, como, por exemplo, energia hidráulica em PCHs - pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica, energia solar e biomassa, e plantas de co-geração têm recebido incentivos financeiros em diversos países pela razão de que elas representam fontes locais de energia, que diminuem a dependência de fontes estrangeiras e propiciam benefícios ambientais.

Os incentivos financeiros podem ser ortodoxos, como reduções de impostos e facilidades creditícias, ou heterodoxos, tais como:

- aquisições compulsórias, pelas empresas concessionárias, da geração destas usinas, pelos “custos evitados”;
- aquisições, para a rede pública, de blocos de energia através de licitações restritas a alguns tipos destas usinas; e
- garantia de tarifas de compra acima dos valores de mercado, para a energia gerada por estas centrais (pagas por todos os consumidores, ou em uma base voluntária, por consumidores dispostos a pagar mais por uma “energia verde”).

A Lei nº 10.438, promulgada em 26/04/2002, criou o “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica” - **PROINFA**, compreendendo a energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, a ser implementado em duas fases.

Associado a este programa, a lei definiu um novo tipo de agente no setor elétrico brasileiro – o produtor independente autônomo, cujo negócio não pode ser controlado ou associado a nenhuma concessionária de geração, transmissão ou distribuição. Produtores que não atendam a este requerimento podem participar do programa desde que a sua parcela dos contratos não exceda a 25 por cento (50 por cento para os produtores que empregam energia eólica, na primeira fase do programa) e que nenhum produtor autônomo seja preterido por sua causa. Fabricantes de equipamentos podem ser produtores independentes autônomos se ao menos 50 por cento do valor dos equipamentos envolvidos no programa forem produzidos no País.

Haverá chamadas públicas no programa para cada tipo de fonte de energia. Será dada prioridade para as usinas que já tenham obtido sua Licença Ambiental de Instalação (LI) e, depois, para aquelas que possuírem uma Licença Ambiental Prévia (LP). Se houver capacidade em excesso sendo oferecida, satisfazendo estas condições, serão escolhidas as usinas com menor período remanescente de suas licenças ambientais.

A Eletrobrás irá prover contratos de longo prazo (15 anos) para adquirir a energia produzida por estas usinas, pagando o denominado “valor econômico” associado a cada tecnologia, que deve corresponder no mínimo a 80 por cento da tarifa média de eletricidade no País. O custo destas aquisições, assim como o custo administrativo da Eletrobrás para gerenciar este esquema, serão repartidos entre todas as categorias de consumidores do Sistema Interligado Nacional, de uma forma proporcional ao consumo individual medido.

Completada a primeira fase, uma segunda fase deverá durar até 2022, durante a qual a geração oriunda destas usinas deverá atender a 15 por cento do crescimento anual da carga e, levando-se em conta os resultados da primeira fase, 10 por cento do consumo de eletricidade do País.

A Eletrobrás irá novamente comprar a produção destas usinas, igualmente entre as três tecnologias se houver oferta suficiente, através de contratos de 15 anos de duração, após chamadas públicas e o mesmo critério de seleção da primeira fase do Proinfa, mas pagando agora um preço igual a uma média ponderada entre o custo unitário de geração de novas usinas hidrelétricas, com capacidade instalada acima de 30 MW, e novas centrais termelétricas à gás. As despesas da Eletrobrás com estas compras serão novamente divididas entre todos os consumidores de uma forma proporcional ao seu consumo.

A diferença entre o custo de geração de cada tecnologia e o custo unitário médio referido anteriormente será pago direto aos produtores, utilizando-se, para tanto, dos recursos de um novo fundo – CDE, criado pela Lei nº 10.438. A ANEEL será responsável por supervisionar todo o processo, utilizando, para este propósito, Certificados de Energia Renovável emitidos pelos geradores.

O fundo CDE é formado adicionando-se os pagamentos anuais feitos pelos investidores do setor elétrico à guisa de direito de uso de bem público, os recursos coletados pela ANEEL por conta do pagamento de multas aplicadas pela Agência e um novo pagamento anual efetuado por todos os agentes que vendem eletricidade para consumidores.

A criação do Proinfa pela Lei nº 10.438, inspirada em legislações bem sucedidas da Alemanha e Dinamarca, é um marco no fomento à geração distribuída de eletricidade com fontes renováveis de energia no Brasil.

O Programa apresenta, no entanto, algumas distorções que precisam ser corrigidas em futuras leis.

A primeira delas é que as metas de parcelas de mercado estabelecidas para as gerações a partir destas fontes não têm nenhuma relação com eventuais metas associadas a políticas ambientais, com esses recursos disponíveis no País a custos razoáveis, com a capacidade de manufatura local que o governo deseje fomentar, ou com a potência suplementar, como, por exemplo, novas usinas termelétricas, requerida para firmar a geração de fontes aleatórias de energia como a eólica e a hidráulica.

Não foi realizado no Plano 2030 e Matriz 2030 nenhum estudo sobre o impacto das metas do **PROINFA** sobre as tarifas de eletricidade, questão esta muito importante em um país com tantos consumidores pobres. Logo, estas metas precisam ser revisadas no futuro. A menos de “valores econômicos” eventualmente decrescentes para cada tecnologia, fixados pelo Ministério de Minas e Energia, o programa não propicia nenhum incentivo para se diminuir os custos destas fontes de energia. Tornar negociáveis os Certificados de Energia Renovável seria um importante passo nesta direção.

O esforço para manter a matriz energética brasileira convenientemente baseada em fontes renováveis levou o PNE 2030/MEN 2030 a programar a sua consideração como parte das fontes que garantirão a oferta a longo prazo, considerando soluções em biomassa (com insumos agrícolas, florestais, industriais e de lixo urbano), em geração eólica, em geração solar fotovoltaica e geração heliotérmica.

No caso dessas fontes, a **diretriz política** governamental deveria ser de **continuar apoiando** o seu **desenvolvimento**, a sua **implantação**, mas também manter **limites** para os **montantes a serem considerados** das alternativas como o Programa PROINFA, **por razões de custos e impactos nas tarifas**.

Álcool Carburante a partir da cana-de-açúcar

Desde a criação do Programa Nacional do Álcool (Proalcool) pelo Decreto nº 76.593, o Brasil tem produzido álcool carburante anidro para misturar com a gasolina, em motores do ciclo Otto, fato esse que foi ampliado na segunda fase do Proalcool, que se iniciou em 1979 (Decreto nº 83.700), quando o álcool carburante hidratado também passou a ser produzido, para emprego em motores do ciclo Otto modificados para o consumo de álcool puro.

Atualmente o Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, tendo perspectivas ainda mais favoráveis para elevações futuras substanciais da produção de álcool anidro, não só por causa dos benefícios ambientais da mistura álcool/gasolina, em termos da valorização crescente de reduções na poluição do ar, sobretudo nas grandes cidades, mas também por conta das boas perspectivas para uma rápida difusão de veículos “multicombustível” e o “flex fuel”, sendo este último o que emprega tecnologia eletrônica de gerenciamento de combustível que permite o consumo de qualquer mistura de álcool anidro com gasolina.

Tem havido melhorias significativas na produtividade tanto da cultura de cana-de-açúcar como na indústria produtora de etanol. Estes ganhos têm ocorrido devido a uma combinação de fatores que incluem:

- Introdução de novas e melhores variedades de cana;
- Economias de escala oriundas de novas unidades industriais, maiores e mais eficientes; e
- Melhorias tecnológicas e medidas de conservação de energia em usinas antigas.

Encontrar melhores usos para os sub-produtos do açúcar e do álcool, tais como o bagaço, as folhas e pontas da cana e o vinhoto, certamente constitui uma excelente rota para se melhorar o desempenho econômico das usinas sucro-alcooleiras.

Por outro lado, um processo de hidrólise rápida para produzir etanol a partir do bagaço da cana-de-açúcar está sendo desenvolvido no Estado de São Paulo e se esta tecnologia se mostrar economicamente factível, irá permitir um aumento de cerca de 30 por cento na produção de álcool, com o uso de 50 por cento das folhas e pontas da cana-de-açúcar hoje disponíveis, sem aumentos na área plantada de cana.

As **diretrizes políticas** de governo para os combustíveis oriundos da cana de açúcar deveriam dar prioridade ao **encorajamento** dessas **pesquisas** e explorar as **perspectivas** para se **gerar energia elétrica excedente nas plantas de co-geração** localizadas nas usinas sucro-alcooleiras, além de procurar manter a vantagem competitiva do Brasil neste setor.

A Bioenergia e o Biocombustível

Além do álcool há outras três vertentes da agroenergia: as florestas energéticas cultivadas, os resíduos agroflorestais e o biodiesel. A experiência exitosa do álcool encoraja a pensar-se em ampliar a utilização desses outros energéticos, que permitem a associação com políticas de cunho social, ambiental e econômico.

Uma importante **diretriz política** governamental deve ser no sentido do Brasil procurar **assumir a liderança internacional** na formação de um **mercado internacional de bioenergia**, respeitados os acordos já assinados na área ambiental e seus desdobramentos econômicos como o mercado de carbono.

As demais **diretrizes gerais da política de agroenergia**, estabelecidas pelo MME em conjunto com o Ministério da Agricultura e Abastecimento, o Ministério da Ciência e Tecnologia e o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, podem ser resumidas nos seguintes pontos:

- Buscar o **desenvolvimento** constante da **agroenergia**;
- **Evitar** que esse desenvolvimento **afete negativamente** a produção de **alimentos e desmatamento**, além de outros impactos negativos indiretos, tais como a **poluição por agrotóxicos**;
- Encorajar o **desenvolvimento tecnológico** nessa área;
- Propiciar às comunidades isoladas a **produção própria de energia**;
- Constituir-se em **vetor de geração de emprego e renda**, com **fixação do homem na terra**;
- Respeitar a **sustentabilidade** dos sistemas produtivos;
- **Incentivar a agroenergia** onde há disponibilidade de solo, radiação solar e mão de obra; e
- Os programas de agroenergia deverão ser **aderentes à política ambiental** brasileira e em perfeita integração com as disposições do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto, **aumentando** a utilização de **fontes renováveis**, com menor emissão de gás e do efeito estufa no seu ciclo de vida e contribuindo com a mitigação desse efeito por meio do seqüestro de carbono.
- Segurança energética (**diversificação**)

No caso dos combustíveis líquidos destaca-se o Biodiesel e o H-Bio que é um processo de produção de óleo diesel que utiliza óleos vegetais como matéria prima em uma refinaria de petróleo, com resultados técnicos surpreendentemente bons.

No caso específico do **BIODIESEL**, também é importante sublinhar que as **DIRETRIZES POLÍTICAS** são no sentido de garantir primeiramente o suprimento interno, favorecer os investimentos por parte da iniciativa privada e comprometer-se com a liberdade de formação de preços na cadeia produtiva.;

A Lei 11.097/2005 estabelece os percentuais mínimos de mistura do biodiesel ao diesel, além de escalonar e monitorar a introdução desse novo combustível no mercado, de modo que a partir de 2013, portanto dentro do horizonte do Plano, seja de 5% de biodiesel no diesel.

■ 8.1.2. Energias Não-renováveis

Carvão mineral

As jazidas do carvão nacional que estão no Sul do Brasil (maiores reservas de carvão na América Latina, se localizam nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná) incorporam uma grande quantidade de cinzas que afeta a economicidade de seu aproveitamento em outras regiões do país, razão pela qual o carvão deverá ser consumido onde ocorre.

De fato seu conteúdo de cinzas e, na maioria das minas, também o seu conteúdo de enxofre são elevados, limitando sobremaneira o seu consumo na indústria siderúrgica (a grande maioria do carvão consumido na indústria siderúrgica nacional é importado) e o seu transporte para longe das minas, o que também é dificultado pela inexistência de uma rede de transporte ferroviário apropriada na região.

Assim, a indústria de extração de carvão tem dependido, há muito tempo, de termoelétricas à carvão para sobreviver sem que sejam competitivas com novas usinas hidrelétricas no País, dependendo sempre de subsídios para sua construção e operação.

Nas “antigas regras” do setor elétrico brasileiro, empresas estatais construíram algumas centrais termelétricas à carvão por razões estratégicas para o setor - diversificação das fontes de combustíveis para geração termelétrica e incentivo à construção no País de componentes para estas centrais.

Do mesmo modo, formou-se, também, um fundo (CCC), para o qual contribuem todos os consumidores do sistema elétrico interligado, que subsidia a operação destas centrais quando elas são requeridas, ou seja, em anos hidrológicos desfavoráveis. Ademais, fatores de capacidade mínimos têm sido fixados para as centrais, para possibilitar um consumo anual mínimo previsto nos contratos de suprimento de carvão, de modo a poder manter as minas operando.

Com as alterações institucionais que se deram no setor após 1998, prevê-se uma redução gradual do fundo CCC (Lei nº 9.648, de 1997) até a sua extinção. Houve a criação de um novo fundo (CDE), pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, que pode ser empregado, entre diversos outros usos, para financiar usinas à carvão, tanto as em operação (substituindo parcialmente os recursos da CCC), quanto as novas. O Conselho Nacional de Política Energética – é que decidirá, regularmente, quanto de recursos da CDE devem ser alocados para este propósito.

Nas demais regiões, para que se permita o ingresso aceitável de usinas térmicas teríamos que favorecer à importação de bons carvões. Uma **diretriz política** do governo deveria ser no sentido de **otimizar** a logística de **transporte**, favorecendo a **localização das usinas** junto a portos..

Assim sendo, se justifica o aprofundamento do conhecimento das tendências de geração limpa com o carvão mineral brasileiro pela perspectiva de ampliação da sua participação na matriz energética, particularmente no que concerne ao que segue:

- O aumento da eficiência na utilização do **carvão pulverizado** com alto teor de cinzas, como o existente no Brasil, com o objetivo de manter a tecnologia competitiva e aceitável sob o aspecto ambiental.

- A tecnologia de **gaseificação integrada** que é uma tecnologia nova na geração termelétrica e que tem apresentado grande aumento de eficiência.
- A tecnologia de **combustão em leito fluidizado** que tem se mostrado adequada para a utilização de carvões com altos teores de cinzas como os brasileiros.

Em todos os casos de termoeletricidade a **diretriz política** do governo deveria ser no sentido de **encorajar a utilização da “clean-technology”**-, a qual dispõe de coleta de cinzas volantes e SOx , sendo o NOx inibido ou coletado, e todos invariavelmente com algum destino proveitoso, dispondo as cinzas grossas de fundo das caldeiras -ao invés da praxe da disposição em aterros controlados e próximos da usina- na própria zona da mineração para enchimento das cavas mineradas, a que se juntariam os resíduos da própria mineração, atendendo, em princípio, as exigências ambientais. Nesse caso, as preocupações ambientais poderiam ser menores com as novas usinas, enquanto se encontram solução para as existentes usinas e os enormes passivos ligados a área de mineração.

Mas, para garantir a preparação gradual da engenharia e indústria locais para a época em que haverá domínio total da termoeletricidade na Matriz Elétrica Brasileira, dever-se-ia **programar a implementação gradativa** de tais instalações ao longo do tempo, mantendo sempre razoavelmente ocupada a capacidade nacional de construir essas usinas.

Com relação ao carvão metalúrgico, a produção nacional é pouco significativa sendo a maior parte do seu consumo atendida a partir da importação, quadro que não deve se reverter no curto ou médio prazos, devendo o país gastar cada vez mais divisas para atender às suas necessidades de carvão coqueificável. Para reverter, ou pelo menos amenizar, tal situação, seria necessária uma **diretriz política** que **encorajasse o financiamento** para a **pesquisa** desse tipo de carvão no País.

Nuclear

O Brasil já possui duas usinas nucleares em operação, Angra I (657 MWe) e Angra II (1.350 MWe), ambas localizadas na cidade de Angra dos Reis, no Estado do Rio de Janeiro. A usina Angra II fez parte de um ambicioso Acordo de Cooperação nos Usos Pacíficos da Energia Nuclear estabelecido com a Alemanha, em 1975, que previa a construção de oito usinas nucleares, pela então subsidiária da Siemens alemã Kraftwerk Union AG –KWU. Esse programa previa, ainda, a transferência de tecnologia do projeto dessas usinas nucleares, do tipo PWR (pressurizadas e refrigeradas a água leve) do padrão 1.250 MW, e do ciclo do combustível nuclear, incluindo o enriquecimento isotópico do urânio, a fabricação do combustível nuclear e reprocessamento do combustível irradiado. No que se referia à etapa do enriquecimento de urânio, o programa previa o desenvolvimento conjunto de um novo processo que só havia sido testado em escala de laboratório e que, posteriormente seria considerado inviável economicamente. O acordo de cooperação permitiria ao Brasil dominar as tecnologias de projeto e de construção de usinas nucleares, bem como as do ciclo completo do combustível nuclear.

As usinas Angra II e Angra III foram contratadas em 1976, quando foram iniciadas as contratações de seus principais componentes pesados, junto à KWU, e iniciadas as atividades de projeto e a construção civil de Angra II. Em 1982, foi realizada a licitação para as obras civis de Angra III, então de 1.229 MW, e iniciados os trabalhos de preparação do local de sua construção. Devido a restrições orçamentárias e, em

menor grau, à oposição de grupos ambientalistas, a obra foi paralisada em meados da década de 1980 e os equipamentos adquiridos e já entregues foram armazenados, situação em que se encontram até hoje.

A Eletronuclear, subsidiária da Eletrobrás que assumiu a responsabilidade pelas usinas nucleares no País, somente terá viabilidade econômica quando estiver em operação essa terceira usina nuclear. Por outro lado, a partir da crise no abastecimento de eletricidade, em 2001, foi renovado o interesse de se retomar a obra de Angra III. Agora o Plano 2030 também recomenda a construção de mais usinas, além de Angra III.

O CNPE autorizou a Eletronuclear a tomar as medidas necessárias para obter as licenças ambientais de Angra III, bem como iniciar as atividades para a recuperação do sítio, com vistas a retomar as obras se houvesse posterior autorização do Governo, o que não ocorreu até o dia de hoje. Antes de ter essa autorização, não deveria haver investimentos substanciais na obra.

Já no Plano 2030, chegou-se à conclusão da conveniência de construir mais algumas unidades nucleares, além de Angra 3, para atender o mercado para além do ano 2020 pelas razões a seguir arroladas.

Para essa conclusão vários pontos foram cotejados, como o fato do Brasil possuir uma das maiores reservas mundiais de combustível nuclear, o urânio, que não tem atualmente nenhum outro uso industrial corrente que não seja a geração de energia elétrica. Essa reserva é de dimensão importante e permite a geração de eletricidade por um longo período de anos, mesmo com um programa apreciável de implantação de usinas no País, fazendo uso de um combustível cuja tecnologia é de domínio nacional.

Box – A Energia Nuclear no Mundo

- A Energia Nuclear sempre foi um tópico controverso e mesmo a Agência Internacional de Energia pauta-se pela cautela ao lidar com o tema. Recentemente a Alemanha decidiu que não serão instalados novos reatores e que os reatores em funcionamento serão desativados após completada a sua vida útil (32 anos neste caso). A Turquia também abandonou o projeto de construir sua primeira usina nuclear. Por outro lado, os países com maior necessidade desse tipo de energia, como o Japão ou a França, que não têm outras alternativas, continuarão investindo neste setor.

- A energia nuclear voltou a agenda política do Reino Unido de acordo com a Agência Internacional de Energia – AIE, posto que o país pretende criar um ambiente positivo de investimento de modo que os investidores possam julgar a viabilidade da construção de novas centrais.

- Em termos relativos, a região que mais utiliza a nucleoeletricidade é a Europa Ocidental. Trinta por cento da energia elétrica é gerada por centrais nucleares, sendo esta a principal fonte de energia. A América do Norte fica com 17%, com mais de cem plantas de geração, e Extremo Oriente e Europa Oriental com 15%. Três países respondem por 60% do total mundial de capacidade instalada em usinas nucleares e em geração de nucleoeletricidade (Japão, França e EUA). Entre estes,

destacam-se a França, com 80% de sua energia gerada por 56 reatores nucleares, e o Japão, com 30%.

- Os países da Organização para a Cooperação do Desenvolvimento Econômico (OCDE) são os que concentram a maior capacidade instalada de usinas nucleares no mundo e são eles que continuarão liderando o crescimento da energia nuclear a nível mundial.

- O Ministério de Energia do Canadá, em Junho de 2006, anunciou que a província de Ontário manterá a atual capacidade instalada em nucleares, que é de 14.000 MW, através da melhora de instalações existentes e da construção de novos reatores. Em Agosto de 2006, a empresa canadense Bruce Power começou o processo de licenciamento para preparar um local para a construção de novos reatores no Condado de Bruce. O mesmo fez a Ontario Power Generation, em Setembro daquele ano, para preparar um local para construção de novos reatores na central nuclear de Darlington.

- A política da França no tema nuclear pode ser resumida nos seguintes pontos:

- Manter a energia nuclear como uma opção real, autorizando a construção de uma unidade de demonstração numa situação de Mercado aberto;

- Explorar todas as possibilidades de extensão da vida das centrais existentes;

- Continuar desenvolvendo soluções de alto nível para a deposição de rejeitos radioativos e se assegurar que os custos de administrá-los, bem como o descomissionamento de centrais sejam pagos pela tarifa de eletricidade.

- Continuar os esforços de cooperação internacional no desenvolvimento de novas tecnologias nucleares, como parte das ações de longo prazo para garantir o abastecimento energético nacional, bem como minimizar as emissões de gases causadores do denominado efeito de estufa.

- O governo francês autorizou um novo reator nuclear, a ser construído pela EDF em Flamanville, no litoral atlântico, cerca de 300 quilômetros a oeste de Paris, em razão de “buscar a sua independência energética e a da Europa, fornecendo eletricidade de maneira segura e competitiva, sem geração de gases causadores do efeito estufa”, afirmou um dirigente daquela empresa. Considera o Governo francês importante manter a capacidade do país em construir e operar tal tipo de centrais para mantê-las como uma opção em seu desenvolvimento.

- A França também vendeu um reator PWR de 1.6 GW para a Finlândia para operar em 2009. De acordo com a AIE a França investiu 455 milhões de Euros por ano em P&D na tecnologia da fissão nuclear entre 1992 e 2001.

- Nos EUA, o Governo está conduzindo programas de P&D para assegurar a viabilidade futura desse tipo de energia. O Programa de Energia nuclear 2010 é uma

cooperação governo/indústria que procura identificar locais potenciais para centrais nucleares, para o desenvolvimento de tecnologias avançadas e testar práticas regulatórias que conduzirão as decisões de utilização de novas usinas nucleares nos próximos 10 ou 15 anos. A Política Energética Nacional – PEN de 2005 recomenda que o governo apóie a expansão nuclear nos EUA, encorajando a Comissão Reguladora Nuclear a revisar os pedidos de licença para reatores de tecnologia avançada e re-licenciar melhorias em reatores existentes.

- Com relação aos rejeitos radioativos, a PEN dos EUA também apóia o uso das melhores práticas científicas para lhes prover depósitos geológicos profundos, melhoras no financiamento do descomissionamento e desenvolvimento das tecnologias para o ciclo de combustível e para novos reatores. Desde 2002 foi aprovado pelo Congresso americano a montanha Yucca como local para depósito geológico de rejeitos nucleares e desde então o DoE trabalha com a hipótese de construir a curto prazo esse depósito para estar em operação completa em 2010. Os assuntos de interações com as tribos indígenas locais, com os Estados para resolver os problemas do sistema de transportes desses rejeitos até aquele ano, estão sendo tratados no âmbito de um Plano Estratégico Nacional de Transporte, elaborado pelo Escritório de Administração de Rejeitos Radioativos Cíveis do DOE. Um corredor ferroviário em Montana foi escolhido para esse transporte até a montanha Yucca. Entretanto o projeto vem sofrendo postergações durante seu processo de licenciamento, devidas principalmente a questões relacionadas à aceitação política local.

Outro ponto a ser considerado é a necessidade de redução dos níveis de emissões de CO₂ provocadas pelas demais fontes de geração térmicas. Do ponto de vista de tecnologia, deve-se considerar que, embora a maioria dos reatores em operação (90%) utilize água leve (LWR) para refrigeração do núcleo e essa tecnologia deva se manter predominante ao longo da primeira metade deste século, há outras tendências tecnológicas, atualmente em desenvolvimento, que devem ser tomadas em conta para estabelecer as diretrizes políticas do Plano 2030 nesse campo:

- A tecnologia denominada de Geração III (dos denominados reatores avançados a água leve - ALWR), desenvolvida a partir dos anos 90 e que apresenta maior eficiência térmica e maior segurança operacional do que os reatores da geração anterior;
- A tecnologia de resfriamento a gás (GCL) que, embora não tenha tido ainda sucesso comercial, espera-se que versões avançadas voltem a estar disponíveis comercialmente a partir de 2015, em particular o projeto sul africano do *Pebble Bed Modular Reactor*;
- A nova tecnologia de reatores nucleares de Geração IV (G IV), para operação em temperaturas elevadas, utilizando como refrigerante, tanto metais líquidos como gases, que se encontra em desenvolvimento e poderá estar disponível a partir de 2020 (o uso destes reatores poderá ter especial relevância

quando associado à produção de hidrogênio, uma vez que os processos atualmente disponíveis para tanto e que apresentam maiores rendimentos são processos envolvendo elevadas temperaturas, na faixa de 700 a 900 °C, como o da reestruturação do vapor e o da reação enxofre-iodo.).

Outro ponto a ser considerado é que há uma colaboração intensa entre os países na área da geração termonuclear, visando o aumento da vida útil das plantas, aumento da confiabilidade e da flexibilidade operacional com alta disponibilidade, a diminuição das paradas não-programadas, a diminuição do tempo das paradas para manutenção e reposição de combustível, a extensão do ciclo de queima do combustível (dos atuais 12 meses para até 24) e, principalmente, o aumento da segurança.

Uma primeira **diretriz de política energética** nesse campo deveria ser a de que, em termos estratégicos, o **Brasil** deveria estar **inserido** nesta **comunidade** e dar continuidade a projetos que conduzam ao **domínio** tecnológico do **ciclo de produção** de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis e, eventualmente, à construção de um reator de baixa potência com tecnologia nacional.

Por último é bom lembrar que a implantação de usinas nucleares, como de resto das demais termoeletricas, deverá se dar de forma concomitante com a hidroeletricidade e a decisão de sua construção, sob o ponto de vista econômico, deverá levar em conta que, apesar de seu baixo custo de combustível, como as hidrelétricas, são capital intensivas e tomam cerca de 5 anos para sua construção, após o competente projeto e licenciamento ambiental, o que implica em custos financeiros apreciáveis.

Tomando isso tudo em consideração, a diretriz política do governo no setor nuclear deverá ser no sentido de que a área energética estude bem, além da localização precisa das novas centrais nucleares a serem construídas, o tipo de tecnologia que deverá prevalecer a mais longo prazo, a otimização de seus cronogramas e o uso de tecnologias mais recentes, prevendo uma maior participação de insumos nacionais, uma vez que há tempo suficiente para implantar todas essas ações.

Gás Natural

O Brasil possui, através da PETROBRÁS, uma grande rede de gasodutos para transportar o gás natural produzido em suas bacias, além de dois gasodutos de conexão internacional. O primeiro gasoduto a conectar o Brasil a fontes de gás estrangeiras foi o gasoduto Brasil-Bolívia, que recebe o gás da região do Rio Grande, na Bolívia, e o entrega nos Estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul; havendo na parte boliviana do gasoduto uma derivação que supre uma usina termelétrica e outros consumidores em Cuiabá. Na parte brasileira do gasoduto a PETROBRÁS tem como sócios a Enron, a Shell e a BBPP Holdings. O segundo gasoduto internacional liga a cidade do Paraná, na Argentina, com Uruguaiana, no Estado do Rio Grande do Sul, onde ele supre gás a uma usina de 600 MW de capacidade.

Há no PNE 2030/MEN 2030 a previsão de construção de mais centrais termoeletricas a gás para as quais se espera que haja exigências contratuais do tipo *“take or pay”* e *“ship or pay”* mais flexíveis, de maneira que possam competir com os custos unitários de geração hidrelétrica crescentes, pelo fato das novas usinas hidrelétricas tenderem a se localizar mais distante dos grandes centros de carga, contando com o subsídio do custo do transporte de gás natural existente no País (Lei nº 10.604), utilizando como fonte de recursos a contribuição do CIDE.

De qualquer maneira não está previsto um grande programa de expansão da geração de eletricidade

envolvendo usinas termelétricas à gás, uma vez que, como já se mencionou anteriormente, se necessitará mais de usinas de alto fator de capacidade.

No que diz respeito a possíveis novas **políticas energéticas, incentivos** podem ser criados **para outros usos do gás**, particularmente para **plantas de co-geração** nos setores industrial e de serviços, para se manter algum crescimento da demanda de gás a longo prazo.

Petróleo e Gás Natural em Águas Profundas

O Brasil possui a segunda maior reserva provada de petróleo na América do Sul, a maior parte da qual em bacias *offshore* e 80 por cento sob lâminas de água superiores a 400m. A reserva nacional provada de gás natural é a quinta maior da América do Sul, 60 por cento da qual em bacias *offshore* e 40 por cento sob lâminas de água acima de 400 m.

As produções tanto de petróleo como de gás têm crescido continuamente desde o início da década de 90, sendo a bacia *offshore* de Campos, no norte do Estado do Rio de Janeiro, a maior área produtora do País, tanto de petróleo como de gás. A bacia de Santos também possui grandes campos de gás.

Como aconteceu com outras companhias nacionais de petróleo, a Petrobrás concentrou-se, inicialmente, na construção de sua infraestrutura *downstream*, e na esteira do primeiro choque dos preços do petróleo, em meados da década de 70, o governo brasileiro determinou que a direção da Petrobrás implementasse políticas que visavam amenizar os fortes impactos deste choque na balança de pagamentos do País.

Os programas chamados PROCAP (Programa de Capacitação Tecnológica da Petrobrás em Sistemas de Produção em Águas Profundas), permitiram a PETROBRÁS melhorar o conhecimento da empresa na produção de petróleo e gás sob lâminas de água de até 1000 m e também consolidar o seu conceito de produção baseado em sistemas flutuantes. O Programa também concentrou-se no desenvolvimento de tecnologias que possibilitam a redução de custos de investimento e de operação, assim como melhoram a eficiência e estendem a vida útil dos equipamentos em lâminas de água que podem superar os 2000 m. Isso busca o desenvolvimento de tecnologias que tornem técnica e economicamente factível a produção de petróleo e gás a essas grandes profundidades.

Novas estimativas sobre as reservas mundiais de petróleo, feitas pelo US Geological Survey, em 2000 indicam que o Brasil pode ter cerca de 47 bilhões de barris de petróleo ainda não descobertos, a maior parte em campos *offshore*, com cerca de 35 por cento na bacia de Campos.

A **diretriz política** governamental no caso da produção de petróleo e gás a partir de campos *offshore* com lâminas de água profundas deverá ser de **apoiar** integralmente os **esforços da PETROBRÁS** para aumentar substancialmente essa produção, permitindo que o País **mantenha a auto-suficiência** no seu **suprimento de petróleo** e possa também **atingi-la no caso do gás natural**.

O PROMINP

O **Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo** - PROMINP, concebido no âmbito do MME, tem por objetivo o fortalecimento da indústria nacional de bens e serviços e está centrado na área de petróleo e gás natural, gerando empregos e renda no País, ao agregar valor na cadeia produtiva local. As metas do Programa, elaboradas em conjunto com as empresas do setor, visam à maximização da participação da indústria nacional no fornecimento de bens e serviços, em bases competitivas e sus-

tentáveis, atendendo demandas nacionais e internacionais.

O PROMINP exerce suas atividades baseadas numa carteira de projetos, aprovada pelo Comitê Diretivo do Programa, no qual estão representados o governo, as empresas e as entidades de classe que atuam nestas atividades.

O desafio do programa é o de desenvolver projetos que aumentem o conteúdo nacional nas áreas específicas de Exploração & Produção, Transporte Marítimo, Abastecimento e Gás & Energia. Assim, a indústria estará gradativamente e, de forma planejada, aprimorando-se para atender as demandas oriundas dos investimentos que estarão sendo realizados nos setores de petróleo e gás.

Em outras palavras, o PROMINP representa o compromisso do Governo Federal e das empresas do setor em atuarem integrados, priorizando a participação da indústria nacional de bens e serviços nos negócios de petróleo e gás natural, criando empregos e competências, gerando oportunidades e riquezas para o Brasil.

A **diretriz política** do governo em relação a outros programas na área de petróleo deverá ser no sentido de **manter e aperfeiçoar programas** desse tipo.

■ 8.2. Consumo de Energia e Políticas Públicas

A **diretriz política geral** do governo, além de respeitar o social e o ambiental na produção e transporte, inserindo **fontes limpas**, deve ser de manter a **preocupação** central com a atenção e satisfação do **consumidor**, encorajando o **uso eficiente da energia**, opção que menos agride o meio ambiente.

■ 8.2.1. A Eficiência Energética

Historicamente é importante registrar que diversos mecanismos de fomento à eficiência energética foram promovidos pelo governo federal, assim como pelos governos de alguns estados, como São Paulo, Bahia, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, desde a década de 70. Dos programas nacionais implementados nas décadas anteriores e ainda em operação os mais importantes são o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL (desde 1985), o Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e Gás Natural - CONPET (desde 1991) e os programas de eficiência energética mandatários geridos pelas empresas concessionárias distribuidoras e supervisionadas pela ANEEL.

O escopo do PROCEL inclui a elaboração de etiquetas de consumo de eletricidade em aparelhos eletrodomésticos e motores; diagnósticos sobre o consumo de energia elétrica em pequenos e médios estabelecimentos industriais e comerciais; financiamento de iniciativas de P&D, particularmente no centro de pesquisas da Eletrobrás – CEPEL, direcionadas à fabricação de motores e aparelhos elétricos mais eficientes; desenvolvimento de atividades de apoio à elaboração de propostas de legislação e regulamentação referentes à eficiência energética; apoio a projetos voltados para a redução de perdas na geração, transmissão e distribuição de eletricidade; estabelecimento de sistemas de informação e de atividades de *marketing* sobre eficiência energética; e gerenciamento de programas educacionais e de treinamento direcionados à criação de uma cultura de conservação de energia.

As atividades do PROCEL têm coberto os setores residencial, comercial e industrial, mais serviços públicos como iluminação e abastecimento de água, e uma gestão eficiente do consumo de eletricidade em edifícios públicos.

O principal projeto institucional do CONPET é o “CONPET na Escola” e no setor de transportes possui dois projetos de sucesso: “SIGA-BEM”, uma parceria com a BR, voltado para aconselhar motoristas de caminhão em postos da BR sobre como reduzir o consumo de óleo diesel em seus veículos, e “ECONOMIZAR”, uma parceria com a Confederação Nacional de Transportes, projeto no qual, através de unidades móveis, se oferece assistência a garages e oficinas de companhias de transporte de carga e passageiros na busca da gestão ótima de seus estoques de óleo diesel, visando reduções no consumo específico de combustível e nas emissões de poluentes das frotas envolvidas.

A maior parte das iniciativas do CONPET no setor industrial tem sido direcionada para melhorias de eficiência energética nas refinarias da PETROBRÁS, incluindo um maior uso de unidades eficientes de co-geração. Nos setores residencial/comercial deve-se mencionar o trabalho do Programa, pioneiro no Brasil, de etiquetagem do consumo de GLP em fogões.

Embora os programas de eficiência energética operados pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica tenham aquecido nos últimos anos o mercado das Companhias de Serviços Energéticos (ESCOs), houve uma barreira para o seu desenvolvimento que era a de seu financiamento. Para superá-la uma **diretriz política** governamental foi no sentido de que se abrissem e se **mantivessem** novas **linhas de crédito** em bancos estatais. Para isso foi criado o **PROESCO** no **BNDES**.

Também deve ser perseguida a implantação de um sistema de certificação de ESCOs e a qualificação técnica de projetos de eficiência energética inclusive para estabelecer mecanismos permanentes de concessão desses recursos.

Outras importantes medidas que têm sido perseguidas pelo MME e devem ser **diretrizes políticas** de governo são a **promoção** de um maior uso de **motores elétricos e eletrodomésticos de elevada eficiência**, via facilidades creditícias e reduções de impostos, e uma gradual **integração dos programas** nacionais direcionados para melhorias de **eficiência energética**.

De uma maneira geral recomenda-se que estratégias estruturantes e operacionais sejam adotadas para aumentar a eficiência energética no País. Para ambas são propostas medidas de fomento implementáveis a curto e a longo prazos.

O detalhamento da **política nacional de eficiência energética**, ainda não publicada, tem como objetivo geral orientar a ação dos diversos entes governamentais e privados no combate ao desperdício energético e na construção de uma sociedade energeticamente eficiente, sendo seus objetivos específicos os seguintes:

- Direcionar a **aplicação** dos **recursos** disponibilizados para a eficiência energética **segundo** as diretrizes e linhas de ação definidas por esta **política**;
- Definir e **alinhar** os instrumentos de ação governamental, em especial os programas nacionais de eficiência energética acima mencionados **com** o **planejamento energético nacional**;
- Orientar o **aperfeiçoamento** contínuo do **marco legal** e regulatório;
- Promover a mobilização permanente da sociedade brasileira no **combate ao desperdício** de energia e preservação dos recursos naturais; e
- Propiciar a constituição de um **mercado** sustentável de **eficiência energética**.

Esta **política**, cujo papel **estruturante** e orientador da ação pública é complementada pela função disciplinadora da regulação, almeja uma transformação do mercado, ou seja, a remoção das imperfeições

e barreiras que impedem o pleno estabelecimento dos princípios da sua eficiência energética, visando sua transformação permanente.

As **diretrizes políticas** formuladas para se buscar alcançar os objetivos estabelecidos são:

- **Criar um ambiente sustentável** para a **indústria** de eficiência energética.
- **Estimular o aumento da eficiência** energética de equipamentos, sistemas e processos produtivos.
- **Incorporar** de forma sistematizada a eficiência energética no **planejamento** de curto, médio e longo prazos do setor energético.
- **Fomentar a substituição** de fontes energéticas sempre que isto representar ganhos sistêmicos de eficiência.
- **Direcionar** o poder de compra governamental para a **aquisição de produtos e serviços eficientes**, do ponto de vista energético.
- **Fomentar a redução de perdas** técnicas nos sistemas de produção, transporte e distribuição de energia.

Embora os investimentos em programas de eficiência energética tenham sido marginais frente aos investimentos alocados nas opções disponíveis de aumento da oferta de energia (produção/importação, transporte e distribuição) no Brasil, esse quadro pode mudar no futuro, se forem satisfeitas condições, como, por exemplo, a inserção de novos programas de eficiência energética no planejamento energético nacional, competindo com as opções de aumento da oferta de energia.

Uma **diretriz política** governamental deve ser no sentido de procurar **evoluir** nas discussões sobre os novos **conceitos** e **aperfeiçoar a metodologia** de como abordar a eficiência energética **no planejamento do setor energético**.

Importante ressaltar que como a política nacional de eficiência energética envolve ou afeta outros ministérios além do de Minas e Energia, o Conselho Nacional de Política Energética - **CNPE é o foro** mais adequado para a sua **discussão** final.

Uma vez aprovada no Conselho, essa política, após devidamente conhecida por todas as partes interessadas e chancelada pelo conjunto dos ministérios a ela relacionados, passará a reger todas as atividades de eficiência energética no País, no que diz respeito às responsabilidades do governo federal.

■ 8.2.2. Programas de P&D

Desde 1998 os contratos de concessão das empresas concessionárias distribuidoras possuem uma cláusula que requer que elas apliquem pelo menos 1 por cento de sua receita anual em programas de eficiência energética e de P&D, com pelo menos 0,25 por cento em programas de gerenciamento pelo lado da demanda e pelo menos 0,1 por cento em atividades de P&D.

A **ANEEL** regula estes programas e supervisiona os seus resultados, com o auxílio da equipe do **PROCEL** e, também, de especialistas de algumas agências reguladoras estaduais que possuem contratos com a ANEEL contemplando tal atividade. A ANEEL estabelece as condições de contorno para o conjunto de atividades coberto por estes programas, que, em essência, tem sido similares ao que foi desenvolvido anteriormente pela **ELETRORÁS** no PROCEL.

A Lei nº 9.991, promulgada em julho de 2000, estabelece que as concessionárias distribuidoras de eletricidade devem aplicar anualmente pelo menos 0,75 por cento (0,5 por cento até dezembro de 2005)

de sua receita operacional líquida em projetos de P&D e pelo menos 0,25 por cento (0,5 por cento até dezembro de 2005) em programas de eficiência energética do lado da demanda.

Empresas concessionárias de geração de eletricidade, produtores independentes de energia e concessionárias transmissoras de energia elétrica também devem, segundo esta lei, gastar pelo menos 1 por cento de sua receita operacional líquida em programas de P&D. Metade destes recursos para P&D passou a ser gerenciada pela ANEEL, enquanto que a outra metade foi canalizada para o **Fundo Setorial de Energia**, criado pela Lei nº 9.991, gerenciado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia.

A PETROBRÁS tem patrocinado atividades de P&D relacionadas à cadeia produtiva de petróleo e gás natural desde a criação da empresa, particularmente em seu centro de pesquisas – **CENPES**. A Agência Nacional de Petróleo – **ANP** tem, desde a sua instalação em 1998, regulado programas de P&D neste campo, com recursos provenientes dos royalties pagos pelas concessões para a exploração e produção de petróleo e gás (Decreto Presidencial nº 2.851, de 30/11/1998, que criou o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – **FNDCT** aplicado à indústria de petróleo e gás) e do contrato de concessão da Petrobrás (1 por cento da receita bruta da companhia oriunda das atividades de produção).

O Ministério de Minas e Energia patrocina alguns projetos de pesquisa aplicada em algumas universidades, envolvendo combustíveis e/ou tecnologias alternativas, sobretudo na região amazônica.

A promulgação da Lei nº 10.295, em 17/10/2001, que possibilita ao governo fixar níveis máximos de consumo energético específico, ou níveis mínimos de eficiência energética, para equipamentos que consomem energia, produzidos no País ou importados, após a realização de audiências públicas envolvendo as partes interessadas, constitui o mais importante incentivo, em termos de política energética, nos últimos anos, na busca por níveis mais elevados de eficiência energética no Brasil. Esta lei também determina que o governo promova medidas de eficiência energética em edifícios.

Um comitê permanente (CGIEE) foi formado, com membros de diversos ministérios, para estabelecer metas e elaborar propostas para as audiências públicas (Decreto nº 4.059, de 19/12/2001). O primeiro equipamento cuja produção no Brasil ou importação deve atender níveis mínimos de eficiência é o motor elétrico de indução trifásico de rotor tipo gaiola de esquilo (Decreto nº 4.508, de 11/12/2002).

A **diretriz política** na área de P&D no lado da **demanda** deve ser no sentido de:

- Fomentar a inserção de equipamentos, edificações e processos no mercado de modo a elevar a eficiência média desses produtos; e
- Prosseguir no esforço de otimização energética de processos e instalações industriais, comerciais e de serviços, com treinamento de multiplicadores e agentes, investimentos em centros de pesquisa, laboratórios e pesquisas aplicadas e também premiando as boas experiências.

■ 8.2.3. Políticas de preços e questões sociais

Os preços dos derivados de petróleo – gasolina, óleos diesel, óleo combustível, GLP, nafta, querosene de aviação e óleo lubrificante – no Brasil tem sido estabelecidas pelas condições do mercado, sem nenhuma regulação, desde janeiro de 2002, conforme determinam as Leis nºs 9.478/97 e 9.990/00.

A Resolução CNPE nº 4, de 05/12/2001, seguida pela Decreto nº 4.102, de 24/01/2002 e pela Lei nº 10.453, de 13/05/2002, substituíram o subsídio cruzado então existente para todos os consumidores de GLP por um subsídio direto, utilizando os recursos da CIDE, somente para os consumidores de baixa renda, devidamente registrados em programas de combate à pobreza, do governo.

O CNPE também decidiu que os Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda deveriam continuar a regular os preços do gás natural no País após dezembro de 2001, até que uma competição real se materialize no mercado. Segundo ficou definido na ocasião, tal competição estará ocorrendo quando houver pelo menos três supridores, com nenhum deles detendo uma parcela de mercado superior a 75 por cento.

A tendência no longo prazo é de que o gás natural se converta em uma commodity e seus preços passem a ser totalmente regulados pelo próprio mercado. Embora ainda não se saiba quando isso vai ocorrer, é possível que ocorra dentro do horizonte deste Plano.

Os governos dos estados regulam os preços do gás para os consumidores finais e, por conseguinte, não haverá competição na parte *downstream* da cadeia do gás no curto e médio prazos se não houver um entendimento generalizado entre os governos estaduais e federal ou a Constituição for mudada.

Atualmente há muito menos subsídios disponíveis para os produtores de cana-de-açúcar e álcool carburante do que no passado, mas eles ainda existem (Lei nº 10.453, de 13/05/2002), particularmente para a região nordeste, empregando-se, agora, os recursos da CIDE.

No caso do setor elétrico, os preços para o consumidor “cativos” são decorrentes da compra da energia a ser vendida em leilões e os preços são regulados e corrigidos em um processo previamente estabelecido. Há também consumidores “livres”.

Muitos consumidores de energia elétrica potencialmente “livres” resolveram exercer esta opção, escolhendo seus fornecedores e negociando com eles o preço de seus contratos, mas isso envolve um risco de aumentos de custos por escassez de energia que tem de ser bem avaliado.

Por outro lado, os que não estão livres e que desfrutavam de subsídios cruzados, vão perder gradativamente essas vantagens. Reconhecendo esta dificuldade, mas preocupado com prováveis perdas, a curto prazo, nas receitas de exportação e empregos se grandes incrementos tarifários fossem impostos a tais tipos de consumidores, a administração federal decidiu (Decreto nº 5.562, de 31/12/2002) escalonar estes incrementos ao longo de quatro anos, o que foi estendido mais recentemente para cinco anos, desde que os consumidores industriais energo-intensivos interessados investissem na expansão da geração (Decreto nº 4.667, de 04/04/2003).

Desde há muito tempo existem subsídios cruzados para consumidores de baixa renda no Brasil, particularmente nas regiões norte e nordeste e para evitar grandes incrementos tarifários em certas áreas de concessão, sobretudo nestas regiões, o governo decidiu criar também subsídios diretos para os consumidores de energia elétrica, de baixa renda, utilizando recursos provenientes de parte dos lucros obtidos pelas empresas geradoras estatais nos leilões públicos definidos pela Lei nº 10.438.

A geração predominantemente termelétrica, de alto custo operacional, composta por motores con-

sumindo óleo diesel, ou, no caso de máquinas de grande porte, óleo combustível, que supre as redes isoladas, localizadas em sua maioria na região norte, é subsidiada por todos os consumidores na rede interligada nacional, através de um fundo denominado CCC - sistemas isolados, que, de acordo com a Lei nº 10.438, deve durar até 2022.

Entre 10 e 15 por cento da população brasileira, compreendendo de 4 a 5 milhões de residências, principalmente em áreas rurais distantes, não tem acesso à energia elétrica. Para diminuir esta parcela o governo federal criou dois programas de eletrificação rural na década de 90: o “Luz no Campo” e o “PRODEEM”. Em 2004 foi criado o programa “Luz para Todos”, que tem o objetivo de levar a energia e ajudar o desenvolvimento econômico fornecendo educação e muitas vezes projetos pilotos de alguma atividade econômica.

A **diretriz política** nestes casos é a de se ter **preços** de energéticos que **viabilizem** não somente a atividade de **produção e transporte de energia**, como também a **atividade** que **depende do consumo** dessa energia, sem descuidar dos **aspectos sociais** e conveniências de **fomento**, eventualmente existentes.

■ 8.3. Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

No Brasil já há centros de pesquisas bastante consolidados em termos técnicos e institucionais, como o **CEPEL**, **CT-Gas** e o **CENPES**, na área federal e as **Fundações de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico**, às **Secretarias de Desenvolvimento Científico e Tecnológico** e o **LACTEC**, vinculado à **COPEL**, PR, no âmbito estadual.

Novas oportunidades para o fomento à pesquisa foram a criação dos fundos setoriais, em 1999, e a promulgação da Lei de Inovação Tecnológica, que possibilita o recebimento de recursos do FNDCT por empresas que invistam em pesquisa e desenvolvimento tecnológico.

Cabe ao **governo investir**, por meio dos fundos setoriais, e criar mecanismos de mercado que incentivem e direcionem investimentos, prioritariamente, para as primeiras três etapas da evolução da tecnologia inovadora, abaixo relacionadas:

- Pesquisa básica: caracterização de fenômenos físicos inovadores e validados os experimentos;
- Desenvolvimento tecnológico: restrição e simplificação do escopo inicial resultante da pesquisa básica;
- Projetos demonstrativos: implantação de projetos para fins de comprovação da viabilidade técnica e operacional;

Por outro lado, o **setor produtivo** provavelmente irá priorizar utilizar seus investimentos em inovações que estejam nas duas etapas finais:

- Protótipo de série: adequação dos produtos com base em requisitos de produção em larga escala;
- Projetos de eficiência: ajuste do produto com vistas ao incremento de seu desempenho, competitividade e funcionalidade.

Nesse mesmo enfoque, o governo deverá buscar a colaboração internacional com o foco de suas ações nas três etapas iniciais do desenvolvimento, deixando as etapas finais, preferencialmente, para as empresas nacionais que buscam obter “competitividade” nos mercados nacional e internacional

Também é importante assinalar que caberá ao CNPq coordenar as ações classificadas como das três etapas iniciais do processo de desenvolvimento da inovação, enquanto a Finep atuará nas três etapas finais desse processo.

O enfoque da inovação tecnológica no Brasil deve considerar tanto a capacidade já instalada quanto a vocação das instituições de pesquisa, bem como focar simultaneamente na formação de recursos humanos e no desenvolvimento de processos e produtos inovadores para o setor de energia.

Box- Pesquisa e Desenvolvimento em Energia

- De acordo com a Agência Internacional de Energia – AIE o Governo do Canadá anunciou planos para desenvolver uma Estratégia para Ciência e Tecnologia em Energia para orientar os investimentos federais nesse campo, identificando prioridades e metas em termos de política energética, prosperidade, segurança e sustentabilidade ambiental e social. A implementação dessa estratégia será financiada por recursos que atualmente montam a 400 milhões de dólares canadenses por ano.
- Nos EUA, a política de P&D têm sido conduzidas na área nuclear, em cooperação com outros países, para estabelecer a viabilidade do conceito de reatores nucleares avançados, oferecendo melhoras significativas em sustentabilidade econômica, segurança e confiabilidade.
- Outro programa é a Iniciativa do Hidrogênio Nuclear cuja meta é demonstrar a economicidade em escala comercial da produção de hidrogênio, usando a energia nuclear. A Iniciativa Avançada para o Ciclo de Combustível está desenvolvendo tecnologias de tratamento de combustível que permita a transição entre a situação atual de “uso de uma só vez” para um “ciclo fechado e sustentável” de combustível nuclear. O programa de Otimização das Centrais Nucleares faz P&D para apoiar a operação efetiva das centrais existentes. Há também um programa para melhorar o entendimento sobre o desempenho de depósitos de longo prazo, redução dos custos na vida útil e melhoria da eficiência operacional.

Com relação às áreas consideradas estratégicas para investimentos em pesquisa no setor energético é bom ter em conta que a vocação brasileira, para obtenção de vantagem competitiva internacional, está concentrada no desenvolvimento de conversão de energia e produção de biocombustíveis, ambos a partir de fontes renováveis. Em estudos realizados pelo Governo foram identificadas as tecnologias indicadas a seguir como prioridades nacionais.

Assim sendo, no sub setor de **combustíveis** a **diretriz de política** governamental deve ser no sentido de encorajar as pesquisas nas seguintes **áreas prioritárias**:

- A do **Etanol**, que tem o desafio de manter sua liderança em tecnologias com baixo custo e atender uma crescente demanda, examinando processos como a hidrólise de lignocelulósicos, e em particular, a utilização de processos catalisados por enzimas, além de desenvolver novos usos, tais como as misturas com o diesel para motores alternativos, a utilização em células a combustível, e a sua utilização para a

produção do biodiesel;

- A do **Biodiesel** e uso direto de óleos vegetais em motores, visando a redução dos seus custos de produção, utilizando etanol como reagente, a valores equivalentes ao da produção de diesel. Além de outras oportunidades de mais longo prazo, como o desenvolvimento de novas rotas de produção por meio de catalise heterogênea e enzimática e craqueamento do óleo vegetal;

- A do **Gás** para desenvolver a disponibilidade da tecnologia da fabricação no Brasil de turbinas a gás e motores alternativos próprios para consumir esse combustível, visando uma redução de custos e facilitar o seu emprego nas atividades de cogeração, geração distribuída de eletricidade e utilização de gás de biomassa para geração de energia elétrica;

- A do **Hidrogênio** que tem como insumos para seu processo de geração alguns que são também utilizados como insumos energéticos, como é o caso do etanol, das biomassas, do biogás e do gás natural, e também a água, em cujo caso se necessita de um insumo energético de outra natureza, que pode ser eletricidade;

- A do **Carvão Vegetal**, onde o setor siderúrgico vem substituindo o uso desta fonte oriunda de florestas nativas por florestas plantadas (com tecnologias de produção mais eficientes e ambientalmente corretas), para a fabricação do chamado “aço verde”, criando oportunidades para o processo de produtos inovadores, especificamente, em carvoejamento, com maior eficiência de conversão e menor custo, inclusive com aproveitamento integral dos subprodutos, como alcatrão e gases residuais;

- A do **Bio-óleo**, que é um líquido de alto conteúdo energético produto da condensação dos voláteis de qualquer biomassa vegetal e que pode ser tanto utilizado como energético para geração de energia, quanto como insumo para a indústria química, e em ambos os casos deslocando o consumo de petróleo.

No sub setor de **energia elétrica** a **diretriz de política** governamental deve ser no sentido de que sejam realizadas pesquisas nas seguintes **áreas prioritárias**:

- A da **Biomassa Energética**, onde três tecnologias se mostram mais viáveis de implementação no Brasil: a **queima direta** que já possui uma capacidade nacional para projeto e fabricação de equipamentos, mas precisa melhorar a eficiência das caldeiras e trabalhar com elevadas pressões e a **gaseificação**, que tem tecnologia em estágio pré-comercial, e a **utilização de óleos vegetais diretamente em grupos geradores** dos sistemas isolados, sem passar por um processo químico de transesterificação. Deve ser estudado também o desenvolvimento de sistema de secagem e estocagem de biomassa, com o objetivo de perenizar a geração em sistemas sujeitos a sazonalidade de safras, especialmente o bagaço de cana.

- A dos **Aerogeradores**, cujo processo de fabricação de pás o Brasil domina, mas não domina a tecnologia e processo de fabricação de sistemas de controle do passo da pá, do gerador, da transmissão e do controle de processo.

- A das **Pequenas Centrais Hidrelétricas**, cuja redução do custo da energia gerada passa necessariamente pela automação das plantas, seja ela parcial ou total, de maneira que ela seja gerida à distância, reduzindo os custos de manutenção e operação alocada na unidade, tecnologia esta que embora disponível no Brasil, precisa ter seus custos reduzidos.

- A dos **Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)**, cujos dois principais processos de aproveitamento econômico que existem consorciados são a **reciclagem**, que tem como principal dificuldade tecnológica o desconhecimento do coeficiente térmico de cada material, e a **transformação dos resíduos**, que tem

desafios tecnológicos em todas as quatro principais opções de geração de eletricidade (o uso direto do gás produto dos RSU, a queima direta dos RSU, compostagem seca anaeróbia e pré-hidrólise ácida).

- A de **Solar Fotovoltaicas**, onde o Brasil tem duas oportunidades únicas para a sua inserção no mercado internacional: a primeira é aproveitar o programa de universalização como esteio inicial para fomentar no País a criação de um parque industrial competitivo de sistemas fotovoltaico capaz de disputar esse mercado e a segunda é fomentar no Brasil a instalação de indústrias de beneficiamento do silício metalúrgico para alcançar o grau de pureza solar.

- A de **Células a Combustível**, cuja tecnologia possui potencial para impactar todo o setor energético pela sua simplicidade de operação e a ausência de partes móveis, para uso na geração distribuída chegando até o atendimento residencial a motorização de veículos leves e pesados, mas que ainda possuem como restrição o alto custo e a necessidade de hidrogênio puro.

- A de **Geração Heliotérmica**, em que o Brasil tem alto potencial de utilização da tecnologia, com concentradores da radiação solar na região do semi-árido, principalmente no que concerne às torres centrais e aos cilindros parabólicos, ambos aplicáveis a sistemas de geração centraliza, e aos discos parabólicos, tecnologia restrita a sistemas de baixa potência, visando a redução do custo e a melhoria de desempenho dos concentradores solares.

- A de **Nuclear**, onde atualmente, o Brasil tem competência e infra-estrutura de toda a cadeia produtiva da energia elétrica, mas que devida a prevista inserção significativa desta fonte, é importante olhar para as novas tecnologias que estão sendo pesquisadas internacionalmente, incluindo a fusão nuclear.

- A de **Outras Energias**, que necessita de tecnologias que transcendem uma única fonte, tais como o desenvolvimento de inversores com baixo nível de distorção de corrente harmônica, para aplicações em sistemas eólicos e fotovoltaicos ligados a rede, pesquisa do potencial de novas fontes e tecnologias desconhecidas ou pouco conhecidas de energias e tecnologias como exemplo, sobre a energia dos oceanos.

■ 8.4. Energia e Meio Ambiente

O Brasil possui uma legislação ambiental avançada, cuja aplicação em termos de instrumentos regulatórios, privilegia medidas tipo “comando e controle”, tais como licenças ambientais, limites para a emissão de poluentes e zonas onde certas atividades são proibidas ou restritas devido a potenciais danos ambientais.

Box – O Mundo e o Controle das Emissões

- De acordo com a Agência Internacional de Energia – AIE, a França está empenhada em :
 - Finalizar e publicar o plano governamental para atingir o alvo estabelecido para a estabilização dos gases do efeito estufa (GHG), incluindo a contribuição de diferentes atores da economia, para enviar um sinal claro para os investimentos oriundos dos participantes do Mercado;
 - Buscar maximizar a efetividade do custo e flexibilidade no desenvolvimento da estratégia governamental para atingir os objetivos do GHG;
 - Cuidadosamente avaliar e monitorar os custos e impactos das medidas e políticas de mudança climática;
 - Compartilhar os resultados com os stakeholders;
 - Empreender estudos adicionais para as metas de GHG até 2050, disseminando os resultados o mais possível, enfocando os benefícios sobre os setores energo-intensivos; e
 - Monitorar cuidadosamente o mercado de emissões e desenvolver uma estratégia de compras que permita diminuir os riscos de compras em épocas de picos de preços.

- Nos EUA há incentivos que montam a US\$10 bilhões no Plano Nacional de Energia para conservação de energia e tecnologias de energia renovável. Parte desse montante pode ser usado para encorajar o desenvolvimento e maior utilização de combustíveis alternativos e na conservação de energia doméstica, além do desenvolvimento do uso de eletricidade produzida com o gás metano oriundo de aterros e incentivos para o uso de painéis solares em residências.

Esta legislação deixa pouco espaço para medidas orientadas para o mercado, envolvendo incentivos econômicos e acordos negociados entre os órgãos reguladores e os agentes por eles regulados, como tem acontecido em alguns países. Apesar disso há incentivo de energia renovável (leilão e PROINFA) que tem o caráter ambiental ressaltado. Naturalmente, existe também o MDL que é um mecanismo de fomento mundial.

As atividades de formulação de políticas públicas, planejamento e regulação na área ambiental são descentralizadas no Brasil, envolvendo não somente órgãos dos governos federal e estadual, mas municipal também.

O mesmo tipo de descentralização foi estabelecido pela Lei nº 9.433, de 08/01/1997, para a área de recursos hídricos. Esta lei criou um novo agente, o Comitê de Bacia Hidrográfica, composto por representantes dos municípios da bacia e responsável por elaborar o Plano da Bacia Hidrográfica e por definir as

prioridades de uso da água na bacia; nota-se, por conseguinte, a importância deste novo agente para os interesses e atividades do setor energético.

A diretriz política do governo nesse assunto deve ser no sentido de incrementar a articulação entre as políticas energética, social, econômica e ambiental no Brasil, aproximando os trabalhos desenvolvidos pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério do Meio Ambiente, não somente para acelerar os procedimentos de obtenção de licenças ambientais, mas também para garantir soluções ambientais mais robustas para os problemas energéticos brasileiros.

O governo deveria encorajar o estabelecimento de uma agenda conjunta para o setor energético, por parte desses dois ministérios a partir da conclusão do Plano 2030, com que se espera ampliar o escopo das atividades conjuntas, incluindo intercâmbios formais de informações e um tratamento mais pró-ativo por parte de ambos das questões ambientais, particularmente as de médio prazo, como as que constarão no plano decenal de setor energético brasileiro, sem nunca perder a visão de mais longo prazo do Plano 2030.

■ 8.5. Integração das Políticas Energéticas

No passado as políticas energéticas do governo brasileiro foram formuladas de uma forma isolada para cada segmento do setor energético – petróleo e gás, eletricidade, carvão, nuclear, etc. – e com pouca ou nenhuma relação com outras políticas públicas, o que está paulatinamente mudando nos últimos anos.

A instalação do CNPE, que inclui vários ministérios de estado, foi um importante passo na direção da integração das políticas energéticas com outras políticas públicas no País e a elaboração sistemática de estudos prospectivos integrados de longo prazo pelo MME, para o setor energético como um todo, empregando cenários alternativos de desenvolvimento que levam em conta as atuais e possíveis novas políticas econômicas, tecnológicas e ambientais, provêm um pano de fundo técnico consistente para tal integração.

Mas essa integração somente será conseguida e os planos apresentados serão implementados se os seguintes pontos forem observados:

- A viabilização das estratégias propostas no Plano 2030 envolve ações de Governo e participação da sociedade civil, a exemplo do ocorrido no processo de elaboração do Plano;
- Cabe ao Governo, estabelecer as diretrizes e criar os mecanismos que permitam chegar aos objetivos traçados;
- Essa não é uma tarefa restrita ao MME, mas sim envolve, em vários níveis de profundidade, os membros do CNPE; e
- Terminado o Plano e apresentado ao CNPE, as resoluções que forem tomadas pelo Conselho com relação às propostas do Plano 2030 serão encaminhadas pelo Ministro de Minas e Energia para o Presidente da República, após cuja assinatura e publicação no Diário Oficial, terão força de Decretos Presidenciais.

Assim sendo, é importante que os membros do CNPE conheçam em profundidade o esforço e a qualidade dos estudos realizados, a propriedade dos objetivos almejados, encampando-os como seus, para que possam ser alcançados, em efício da sociedade brasileira. A diretriz governamental neste caso deve ser no sentido de que os ministérios membros do CNPE executem as tarefas que lhes cabem para a consecução dos objetivos do Plano.

9. Anexo A – Principais Resultados

9.1. Cenário Macroeconômico

Tabela 9-1 – Principais Indicadores Demográficos, Economicos e Energéticos

	2005	2010	2020	2030
Demografia				
População (Milhões)	184,00	198,00	220,00	239,00
Taxa de Crescimento Populacional (% ao ano)		10,3	1,1	0,8
População da Região Norte (Milhões)	14,9	16,4	19,2	21,5
Região Nordeste (Milhões)	51,3	54,2	59,2	63,4
Região Sudeste (Milhões)	79,0	84,3	93,6	101,4
Número Domicílios (Milhões)	51,41	57,51	69,75	81,84
Taxa de Urbanização Média do Brasil (%)	83,2	84,7	86,8	88
Economia				
Taxa de Crescimento Nacional do PIB- Cenário B1 (média anual %)	-	3,7	3,7	4,5
Taxa de Crescimento Econômico Mundial (média anual, %) – Cenário Arquipélago 2005-2030			3,0%	
Taxa de Crescimento Econômico Mundial (média anual, %) – Cenário Referencia 2004-2030-DOE (2007)			4,1%	
PIB (bilhões 2005 US\$)	796,30	955,84	1377,43	2133,28
PIB Setor Agricultura(bilhões 2005 US\$)	66,89	84,86	121,61	187,27
PIB Setor Industrial(bilhões 2005 US\$)	318,52	384,39	529,78	782,88
PIB Setor Serviços(bilhões 2005 US\$)	410,89	486,59	726,05	1163,13
Participação do Setor Agropecuário (%)	8,4%	8,9%	8,8%	8,8%
Participação do Setor de Indústria (%)	40,0%	40,2%	38,5%	36,7%
Participação do Setor de Serviços (%)	51,6%	50,9%	52,7%	54,5%
Consumo de Energia				
Consumo Final do Setor Energético (CFSE) (milhões de tep)	17,64	23,11	43,18	51,29
Consumo Final Energético (CFE) excludo o consumo do setor energético (milhões de tep)	165,04	206,15	288,66	402,82
Consumo Final Setor Agropecuário (milhões de tep)	8,36	10,46	15,00	21,36
Consumo Final Setor Industrial (milhões de tep)	73,50	94,79	135,36	174,93
Consumo Final Setor Serviços (milhões de tep)	61,36	77,06	109,09	166,07
Consumo Final Residencial (milhões de tep)	21,83	23,84	29,22	40,46
Consumo Residencial Final de Eletricidade (TWh)	83,27	105,40	166,40	283,80
Consumo de Eletricidade Total (TWh)	361,60	469,10	681,60	992,20
Consumo do Ciclo Otto (milhões de tep)	22,27	27,47	41,23	66,21

Continua ...

...Continuação

	2005	2010	2020	2030
Preços dos Energéticos				
Gás Natural - Cenário PNE 2030/MEN 2030 (US\$/milhão de Btu)	8,60	6,3	7,00	7,00
Preço do Petróleo - Cenário Referencia (PNE 2030/MEN 2030) (US\$/barril)	56,49	60	45	45
Preço do Petróleo no Cenário Referencia do Departamento de Energia dos EUA (2006) (US\$/barril)	56,49	47,29	50,7	56,97
Preço do Petróleo do Departamento de Energia dos EUA (2006)- Cenário Alto (US\$/barril)	56,49	62,65	85,06	95,71
Preço do Departamento de Energia dos EUA (2006)- Cenário Baixo (US\$/barril)	56,49	40,29	33,99	33,73

Figura 9-1 – Cenários nacionais. Taxa Média de Crescimento do PIB (Período 2005-2030)

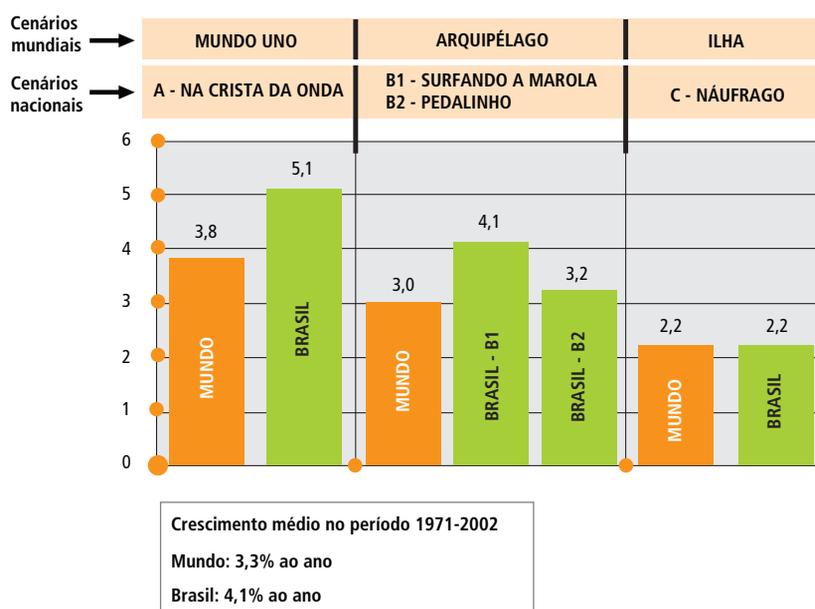
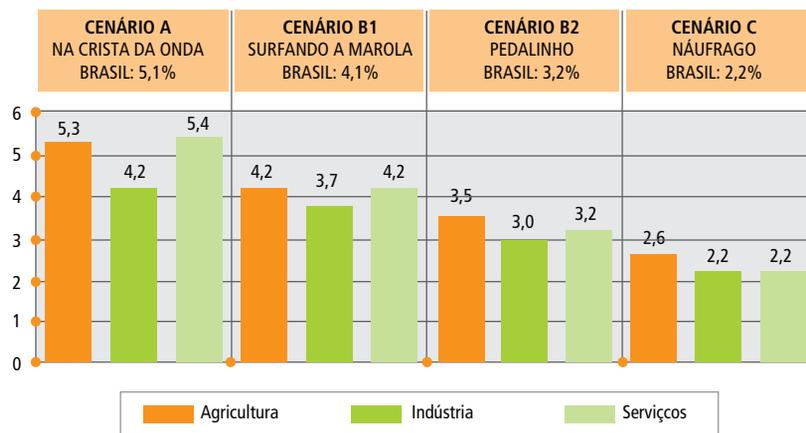


Figura 9-2 – Cenários Nacionais do Crescimento Setorial
(Taxas médias de crescimento no período 2005-2030, em % ao ano)



■ 9.2. Consumo Final de Energia

Tabela 9-2 – Projeções do Consumo Final de Energia (em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030	% ao ano 2005-2030
Cenário A	165.044	207.334	309.268	474.014	4,3
Derivados do petróleo	66.875	81.056	111.042	160.003	3,6
Eletricidade	31.103	40.840	64.110	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 ¹	-	2.144	6.780	17.079	10,9
Outros	5.304	7.425	11.720	18.420	5,1
Cenário B1	165.044	206.150	288.663	402.821	3,6
Derivados do petróleo	66.875	81.784	107.054	144.913	3,1
dos quais H-bio	-	1.600	5.651	8.099	8,4
Eletricidade	31.103	40.346	58.617	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 ¹	-	2.115	6.558	15.415	10,4
Outros	5.304	5.932	9.274	12.711	3,6

Continua ...

...Continuação

	2005	2010	2020	2030	% ao ano 2005-2030
Cenário B2	165.044	206.327	267.925	356.285	3,1
Derivados do petróleo	66.875	81.521	98.368	126.978	2,6
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 ¹	-	1.371	4.296	5.235	6,9
Outros	5.304	7.117	8.311	11.139	3,0
Cenário C	165.044	200.014	243.649	309.283	2,5
Derivados do petróleo	66.875	77.400	88.054	111.375	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 ¹	-	1.280	3.857	4.749	6,8
Outros	5.304	6.951	7.599	9.391	2,3

Tabela 9-3 – Consumo Final Energético por Setores nos Diversos Cenários (milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030	% ao ano 2005-2030
Cenário A	165.044	207.334	309.268	474.014	4,3
Agropecuário	8.358	10.985	17.443	28.602	5,0
Comercial/Público	8.904	11.338	18.406	34.046	5,5
Transportes	52.459	65.783	95.793	151.854	4,3
Industrial	73.496	96.786	147.348	217.186	4,4
Residencial	21.827	22.442	30.278	42.326	2,7
Cenário B1	165.044	206.149	288.663	402.821	3,6
Agropecuário	8.358	10.456	14.997	21.356	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	135.358	174.930	3,5
Residencial	21.827	23.839	29.223	40.461	2,5
Cenário B2	165.044	206.328	267.925	356.285	3,1
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	84.588	115.862	3,2
Industrial	73.496	94.689	123.480	156.411	3,1
Residencial	21.827	23.834	31.446	43.172	2,8
Cenário C	165.044	200.013	243.649	309.283	2,5
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	92.512	113.426	138.668	2,6
Residencial	21.827	23.247	29.260	39.480	2,4

Tabela 9-4 Consumo Final Energético por Setores e por Fonte no Cenário B1 (em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030	% ao ano 2005-2030
Agropecuário	8.358	10.456	14.997	21.356	3,8
Diesel de petróleo	4.734	5.699	6.315	6.000	1,0
H-bio&biodiesel	0	833	3.871	9.000	12,6
Eletricidade	1.349	1.520	2.083	3.137	3,4
Lenha	2.178	2.250	2.482	2.893	1,1
Outros	96	154	246	326	5,0
Comercial/Público	8.904	11.165	16.430	26.955	4,5
Eletricidade	7.415	9.228	13.492	23.010	4,6
Outros	1.489	1.937	2.938	3.945	4,0
Transportes	52.459	65.898	92.655	139.119	4,0
Diesel de petróleo	25.804	30.049	35.317	47.050	2,4
H-bio&biodiesel	0	2.798	8.128	13.948	8,4
Álcool	6.963	9.616	16.751	27.555	5,7
Gasolina	13.595	15.012	20.130	32.452	3,5
Gás natural	1.711	2.843	4.347	6.202	5,3
Querosene aviação	2.553	3.058	4.968	7.983	4,7
Outros	1.832	2.522	3.014	3.929	3,1
Industrial	73.496	94.791	135.358	174.930	3,5
Derivados de petróleo	11.577	13.753	18.719	24.662	3,1
Gás natural	7.224	10.157	16.668	24.392	5,0
Carvão mineral e derivados	10.992	15.767	23.442	28.487	3,9
Biomassa	43.704	55.114	76.529	97.389	3,3
Residencial	21.827	23.839	29.223	40.461	2,5
Eletricidade	7.155	9.056	14.296	24.385	5,0
Lenha	8.235	7.393	4.800	4.890	-2,1
Gás liquefeito de petróleo	5.713	6.776	9.405	10.277	2,4
Outros	725	614	722	909	0,9
Não energético	13.222	17.179	21.206	29.248	3,2
Gás natural	747	952	2.717	3.884	6,8
Nafta	7.277	9.422	9.939	13.040	2,4
Álcool	358	461	509	684	2,6
Derivados petróleo	4.840	6.343	8.040	11.640	3,6

Continua ...

...Continuação

	2005	2010	2020	2030	% ao ano 2005-2030
Setor Energético	17.643	23.114	43.178	51.290	4,4
Gás natural	3.252	5.692	10.314	14.552	6,2
Elettricidade	1.164	1.514	2.181	3.363	4,3
Bagaço	8.064	10.630	23.887	25.307	4,7
Outros	5.163	5.279	6.796	8.068	1,8

Tabela 9-5 – Estrutura de Consumo Final Energético por Fonte do Cenário B1 (em %)

	2005	2010	2020	2030
Agropecuário	100,0	100,0	100,0	100,0
Diesel de petróleo	56,6	54,5	42,1	28,1
H-bio&biodiesel	0,0	8,0	25,8	42,1
Elettricidade	16,1	14,5	13,9	14,7
Lenha	26,1	21,5	16,5	13,5
Outros	1,2	1,5	1,6	1,5
Comercial/Público	100,0	100,0	100,0	100,0
Elettricidade	83,3	82,7	82,1	85,4
Outros	16,7	17,3	17,9	14,6
Transportes	100,0	100,0	100,0	100,0
Diesel de petróleo	49,2	45,6	38,1	33,8
H-bio&biodiesel	0,0	4,2	8,8	10,0
Álcool	13,3	14,6	18,1	19,8
Gasolina	25,9	22,8	21,7	23,3
Gás natural	3,3	4,3	4,7	4,5
Querosene aviação	4,9	4,6	5,4	5,7
Outros	3,5	3,8	3,3	2,8
Industrial	100,0	100,0	100,0	100,0
Derivados de petróleo	15,8	14,5	13,8	14,1
Gás natural	9,8	10,7	12,3	13,9
Carvão mineral e derivados	15,0	16,6	17,3	16,3
Biomassa	59,5	58,1	56,5	55,7

Continua ...

...Continuação

	2005	2010	2020	2030
Residencial	100,0	100,0	100,0	100,0
Eletricidade	32,8	38,0	48,9	60,3
Lenha	37,7	31,0	16,4	12,1
Gás liquefeito de petróleo	26,2	28,4	32,2	25,4
Outros	3,3	2,6	2,5	2,2
Não energético	100,0	100,0	100,0	100,0
Gás natural	5,6	5,5	12,8	13,3
Nafta	55,0	54,8	46,9	44,6
Álcool	2,7	2,7	2,4	2,3
Derivados petróleo	36,6	36,9	37,9	39,8
Setor Energético	100,0	100,0	100,0	100,0
Gás natural	18,4	24,6	23,9	28,4
Eletricidade	6,6	6,6	5,1	6,6
Bagaço	45,7	46,0	55,3	49,3
Outros	29,3	22,8	15,7	15,7

Tabela 9-6 –Projeção do Consumo de Derivados de Petróleo (Detalhamento) (em milhões de litros)

Derivado	2005	2010	2020	2030	% ao ano 2005-2030
Óleo diesel ¹	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 ¹	7.581	8.079	8.225	9.112	0,7%
Querosene	3.165	3.868	6.227	9.902	4,7%
TOTAL	80.534	96.636	128.995	183.968	3,4%

Nota: 1) Inclui consumo na geração elétrica e no setor energético

■ 9.3. Oferta de Energia

Tabela 9-7- Oferta Interna de Energia (em milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030
Energia não renovável	121.349	159.009	216.007	297.786
Petróleo e Derivados	84.553	97.025	119.136	155.907
Gás natural	20.526	37.335	56.693	86.531
Carvão mineral e derivados	13.721	20.014	30.202	38.404
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	2.549	4.635	9.976	16.944
Energia renovável	97.314	119.999	182.430	259.347
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	39.330	69.475	103.026
Outras fontes primárias renováveis	6.320	14.718	30.335	50.561
TOTAL	218.663	279.008	398.437	557.133

Tabela 9-8- Estrutura da Oferta Interna de Energia (em %)

	2005	2010	2020	2030
Energia não renovável	55,5	57,0	54,2	53,4
Petróleo	38,7	34,8	29,9	28,0
Gás natural	9,4	13,4	14,2	15,5
Carvão mineral e derivados	6,3	7,2	7,6	6,9
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	1,2	1,7	2,5	3,0
Energia renovável	44,5	43,0	45,8	46,6
Hidráulica e eletricidade	14,8	13,5	13,7	13,5
Lenha e carvão vegetal	13,0	10,1	7,0	5,5
Cana-de-açúcar e derivados	13,8	14,1	17,4	18,5
Outras fontes primárias renováveis	2,9	5,3	7,6	9,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabela 9-9- Produção de Óleos Vegetais (para processo H-BIO)

	2010	2020	2030
Em milhões de litros por dia	5,7	18,9	26,8
Em bilhões de litros por ano	2,1	6,9	9,8
% do consumo projetado de diesel	4%	10%	10%

Tabela 9-10 - Produção de Óleos Vegetais (mistura direta de Biodiesel)

	2010	2020	2030
Consumo total de diesel (milhões m ³)	51,2	69,1	97,9
% do consumo projetado de diesel	6%	11,5%	18,9%
Produção de biodiesel (milhões m ³)	3,1	7,9	18,5
Produção de biodiesel (mil m ³ /dia)	8,4	21,7	50,5

■ 9.4. Principais Indicadores

Tabela 9-11 – Indicadores Sócio Ambientais e de Segurança Energética

	2005	2010	2020	2030
Emissão de CO ₂ (Mt de CO ₂)**	323,1	414,6	562,1	770,8
Participação do CFE na OIE (%)	75,48	73,89	72,45	72,30
Participação do Consumo do Setor Energético na OIE (%)	8,07	8,28	10,84	9,21
Participação do CFNE na OIE (%)	6,05	6,16	5,32	5,25
Participação das Perdas na OIE (%)	10,41	11,67	11,39	13,24
OIE/População(tep/per capita)	1,19	1,41	1,81	2,33
OIE/PIB(tep/mil - 2005 US\$)	0,28	0,29	0,29	0,26
CFT/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,25	0,26	0,26	0,23
CFE/PIB (tep/mil- 2005 US\$)	0,21	0,22	0,21	0,19
Consumo Final Setor Agropecuario/PIB do setor (tep/mil- 2005 US\$)	0,12	0,12	0,12	0,11
Consumo Final Setor Industrial/PIB do setor (tep/mil- 2005 US\$)	0,23	0,25	0,26	0,22
Consumo Final Setor Serviços/PIB do setor (tep/mil- 2005 US\$)	0,15	0,16	0,15	0,14
CFE/hab (tep/hab)	0,90	1,04	1,31	1,69
Consumo Final de Eletricidade Total / População (MWh/per capita)	1,97	2,37	3,10	4,15
Consumo Final Residencial de Eletricidade / Domicilio (MWh/Domicilio)	1,62	1,83	2,39	3,47
Consumo Final Residencial de Eletricidade / População (MWh/per capita)	0,45	0,53	0,76	1,19
Consumo do Ciclo Otto por Habitante (tep/hab)	0,12	0,14	0,19	0,28

Continua ...

...Continuação

	2005	2010	2020	2030
Fator de Capacidade da Geração de Energia Hidroelétrica (Inclui APE, Itaipu e PCH)	0,53	0,53	0,53	0,56
Fator de Capacidade do Refino de Petróleo	0,91	0,81	0,94	0,94
CO ₂ /OIE(t CO ₂ /tep)	1,48	1,49	1,41	1,38
CO ₂ /População(t CO ₂ /capita)	1,76	2,09	2,55	3,23
CO ₂ /PIB(kg CO ₂ /2000 US\$)	0,41	0,43	0,41	0,36
Participação de Renováveis na OIE (%)	44,50	43,01	45,79	46,55
Dependência Líquida de PETRÓLEO E DER.(%)	-0,3	18,7	26,2	-1,8
Dependência Líquida de GÁS NATURAL(%)	-40,9	-28,8	-9,0	-6,1
Dependência Líquida de CARVÃO MINERAL (%)	-82,6	-84,6	-83,3	-75,7
Dependencia Líquida de ÁLCOOL (%)	15,2	17,6	29,4	17,1
Dependencia Líquida de ELETRICIDADE (%)	-8,8	-6,8	-5,3	-3,7
DEPENDÊNCIA Líquida Energética (%)	-13,3	-5,3	-1,3	-9,5
Razão R/P Petróleo (anos)	18	18	18	18
Razão R/P Gás (anos)	17,3	19,3	18	18

10. Anexo B – Definições e Conceitos Básicos

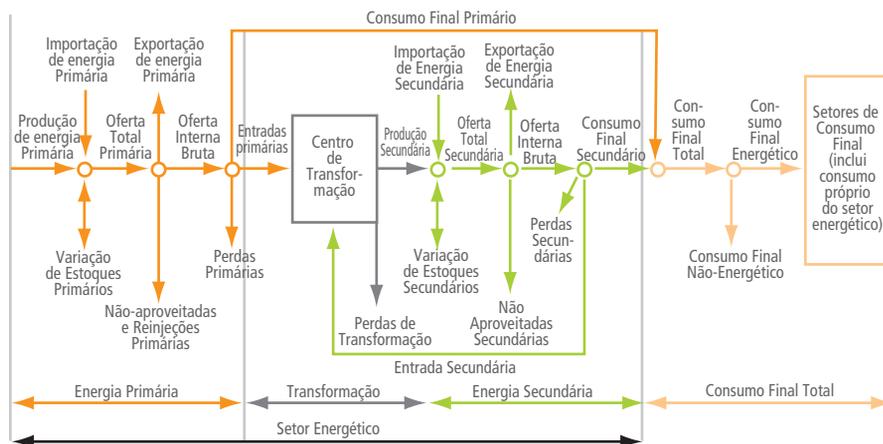
■ 10.1. Descrição Geral da Estrutura da Matriz Energética Brasileira

A Matriz Energética Brasileira 2030 estrutura-se segundo as metodologias que se aplicam ao Balanço Energético Nacional – 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**

Figura 10-1 – Estrutura Geral da Matriz Energética



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.

■ 10.2. 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, coquearias, 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 pelletização, não-ferrosos e outros da metalurgia, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outros.

■ 10.3. Peculiaridades no Tratamento das Informações

Carvão Mineral. 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 U308 (energia primária) é transformado em urânio contido no UO₂ 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 U308, em urânio enriquecido contido em pastilhas de UO₂, 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 U308. Assim, a cada ano é estornado do estoque de U308 a parcela correspondente à produção do urânio contido no UO₂ 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.

■ 10.3.1. Operações Básicas na Matriz

Energia Primária e Secundária. O fluxo energético de cada fonte primária e secundária é representado pelas seguintes equações:

$$\text{OFERTA TOTAL} = \text{PRODUÇÃO (+) IMPORTAÇÃO (+) OU (-) VARIAÇÕES DE ESTOQUES}$$

$$\text{OFERTA INTERNA BRUTA} = \text{OFERTA TOTAL (-) EXPORTAÇÃO (-) NÃO-APROVEITADA (-) REINJEÇÃO}$$

$$\text{OFERTA INTERNA BRUTA} = \text{TOTAL TRANSFORMAÇÃO (+) CONSUMO FINAL (+)}$$

$$\text{PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM (+) OU (-) AJUSTE}$$

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:

$$\text{PRODUÇÃO DE ENERGIA SECUNDÁRIA} = \text{TRANSFORMAÇÃO PRIMÁRIA (+)}$$

$$\text{TRANSFORMAÇÃO SECUNDÁRIA (-) PERDAS NA TRANSFORMAÇÃO}$$

Consumo Final de Energia.

$$\text{CONSUMO FINAL} = \text{CONSUMO FINAL PRIMÁRIO (+) CONSUMO FINAL SECUNDÁRIO}$$

$$\text{CONSUMO FINAL} = \text{CONSUMO FINAL NÃO-ENERGÉTICO (+) CONSUMO FINAL ENERGÉTICO}$$

11. Anexo C - Lista de Abreviaturas Utilizadas

- AIE** – Agência Internacional de Energia
- AIEA** – Agência Internacional de Energia Atômica
- ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANFAVEA** – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
- ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- BEN** – Balanço Energético Nacional
- BP** – British Petroleum
- BRACELPA** – Associação Brasileira de Celulose e Papel
- CEG** – Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro
- CENPES** – Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello
- CEPEL** – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
- CETEC** – Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais
- CETEM** – Centro de Tecnologia Mineral, do Ministério de Ciência e Tecnologia
- CIENTEC** – Fundação de Ciência e Tecnologia, da Secretaria de Ciência e Tecnologia do Estado do Rio Grande do Sul
- CME** – Conselho Mundial de Energia
- COMGAS** – Companhia de Gás de São Paulo
- CSN** – Companhia Siderúrgica Nacional
- DOE** – Departamento de Energia dos EUA
- DoE** – Departamento de Energia, dos Estados Unidos
- EPE** – Empresa de Pesquisa Energética
- FUNAI** – Fundação Nacional do Índio
- GLP** – Gás Liquefeito de Petróleo
- GNL** – Gás Natural Liquefeito
- IAA** – Instituto do Açúcar e do Alcool
- IBAMA** – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
- IBGE** – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
- INB** – Indústrias Nucleares do Brasil
- INCRA** – Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
- MMA** – Ministério do Meio Ambiente
- OLADE** – Organização Latino-americana de Energia
- OMC** – Organização Mundial do Comércio
- OPEP** – Organização dos Países Exportadores de Petróleo
- PNE 2030** – Plano Nacional de Energia de Longo Prazo (horizonte 2030)
- UPGN** – Unidade de Processamento de Gás Natural

12. Anexo D – Modelo de Expansão de Longo Prazo

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 confiabilidade³⁵.

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 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 hidro-térmico 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.

35 MELP, Manual do Usuário, versão 4.5, CEPEL, agosto/2005.

13. Anexo E – Aspectos Metodológicos

■ 13.1. Noções de Modelagem Energética

Para se efetuar uma modelagem integrada da expansão a longo prazo do setor energético brasileiro pode-se empregar só um modelo de equilíbrio geral, só um modelo de equilíbrio setorial, ou ambos.

Um modelo de equilíbrio geral simula a evolução da economia como um todo e as principais relações econômicas entre os seus segmentos componentes, mas representa, usualmente, de uma forma pouco detalhada o setor energético. Apesar disto, ele pode ser útil em estudos prospectivos onde não se exige um nível de detalhe muito grande na representação deste setor. O módulo de atividade macroeconômica do NEMS e o modelo MIS são bons exemplos de modelos macroeconômicos amplamente utilizados no exterior.

Os modelos de equilíbrio geral também têm sido muito usados para simular políticas ou eventos exógenos. Um caso base é construído para refletir a realidade corrente. Cenários são construídos alterando-se os valores de algumas variáveis exógenas ou parâmetros do modelo, para refletir mudanças estruturais ou conjunturais. Um novo equilíbrio, após as mudanças, é então computado, tornando possível se quantificar os impactos econômicos das alterações introduzidas.

Já um modelo de equilíbrio setorial geralmente representa com bastante detalhes a evolução do setor para o qual ele foi construído, como, por exemplo, é o caso do modelo IDEAS, para o setor energético. A sua utilização de uma forma isolada, no entanto, pode gerar problemas de consistência macroeconômica nos cenários alternativos de desenvolvimento empregados na modelagem.

A tendência, já há alguns anos, tem sido a de se empregar modelos de equilíbrio setorial, para o setor energético, com uma estrutura modular ou não, junto com modelos de equilíbrio geral, de uma forma iterativa. Com esta estratégia é possível se minimizar as desvantagens e se maximizar as vantagens relativas de cada uma das abordagens anteriores.

Uma outra abordagem que pode ser designada como “mista” ou “híbrida” representa o setor energético em modelos de equilíbrio geral através de uma estrutura mais detalhada, linear ou não, denominada ascendente (*bottom-up*), enquanto que os outros setores da economia são representados na forma agregada tradicional dos modelos de equilíbrio geral, conhecida como descendente (*top-down*), utilizando, por exemplo, funções de produção do tipo CES (*constant elasticity of substitution*). Este tipo de modelo de equilíbrio geral é mais interessante para aplicações no setor energético e pode ser formulado matematicamente como um problema misto de complementaridade.

Alguns dos modelos foram elaborados sob medida para os sistemas energéticos em que foram ou são aplicados, como é o caso do NEMS, IDEAS e AEPSOM, enquanto outros possuem uma estrutura mais geral, passível de aplicação imediata em diferentes sistemas energéticos, como tem ocorrido com os modelos MIS, IKARUS-LP, MARKAL e EFOM.

■ 13.2. Projeção de Demanda

Muito geralmente, os estudos de projeções de Matrizes Energéticas compreendem três partes: **oferta interna de energia** (soma da produção doméstica de energia primária, das importações de energia,

primária e secundária, efetuadas pelo País e das variações de estoque (positivas ou negativas), deduzindo-se as exportações de energia e as parcelas de energia não-aproveitada e de re-injeção); **demanda intermediária** dos centros de transformação (nos quais as fontes primárias de energia são transformadas em fontes secundárias, ou, então, são colocadas sob a especificação requerida ao uso final); e demanda ou **consumo final** (pelas famílias e atividades da economia). A metodologia de projeção seguiu a seguinte seqüência de etapas:

I. Projeção da demanda final de energia por fonte, exclusive o consumo próprio do setor energético e inclusive os usos não-energéticos;

II. Projeção da demanda intermediária de energia por fonte, tendo em vista a demanda final e os rendimentos dos centros de transformação;

III. Projeção da produção, da exportação e das parcelas não aproveitada e re-injeção, considerando as demandas intermediária e final;

IV. Projeção do consumo próprio do setor energético

V. Projeção da importação, calculada pela diferença entre a demanda total e a produção, deduzidas desta última as parcelas relativas à exportação, à energia não aproveitada e à re-injeção; e

VI. A variação de estoque é considerada nula

Em particular, as projeções do consumo final de energia tomaram por referência inicial o ano de 2006. 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.

Nesse processo, foram consideradas de um modo geral como variáveis independentes³⁶:

- *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);

- *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,

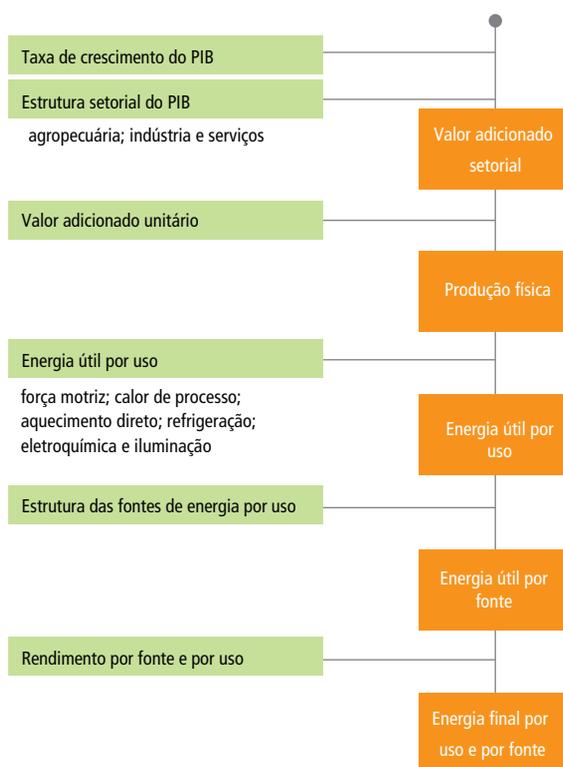
36 Os setores residencial e transportes, em razão de suas especificidades, requereram adaptações no processo descrito.

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.

Cumprir 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

Figura 13-1 Metodologia de Previsão do Consumo Final de Energia

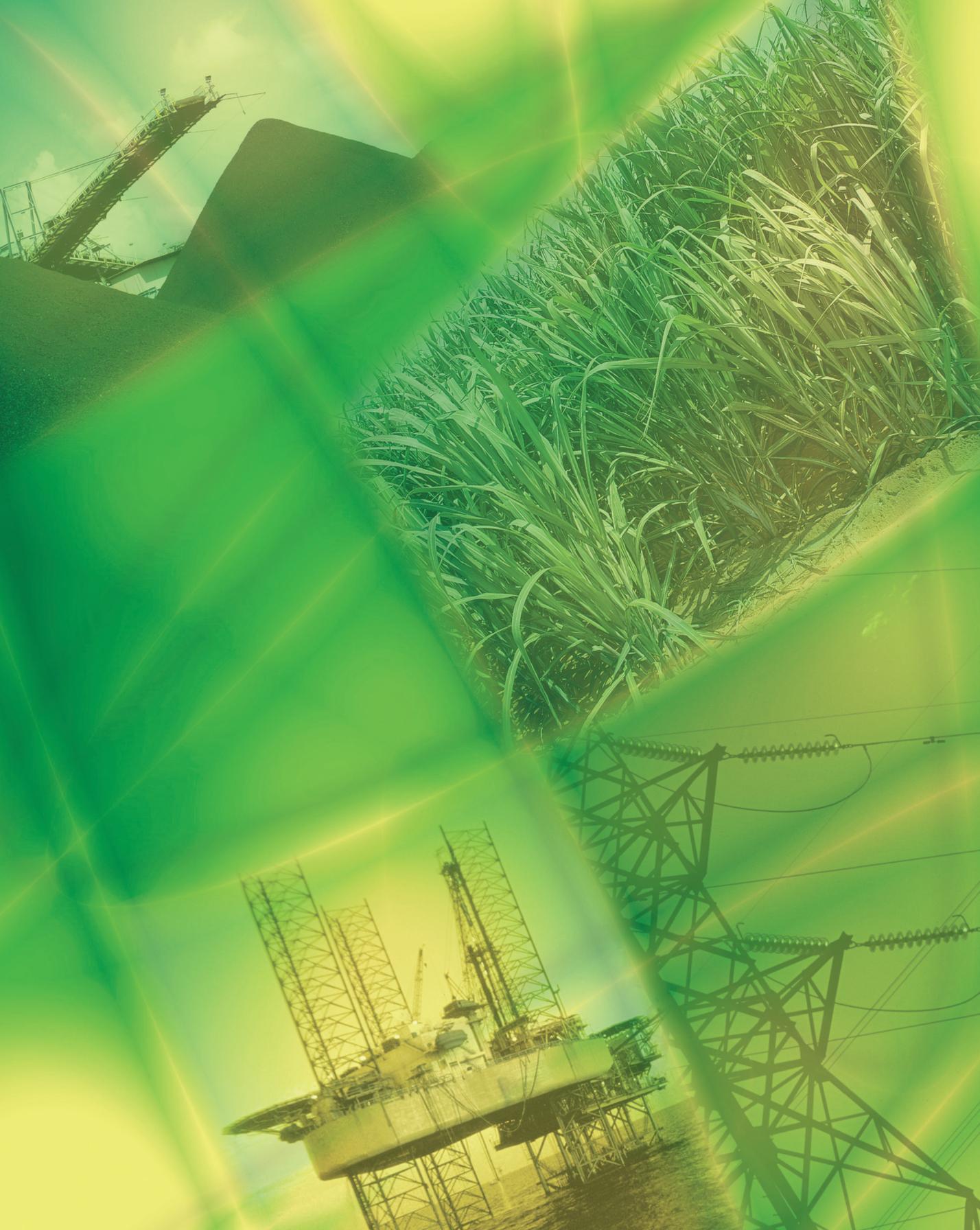


A projeção do consumo final de energia não observará, por certo, a mesma trajetória em todos os cenários formulados. Naqueles em que, por hipótese, são favorecidos a disseminação tecnológica e o comércio internacional, os rendimentos da conversão de energia útil em energia final tendem a ser maiores. 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 foi fortemente condicionado pelos planos de expansão setoriais conhecidos, cujas referências constam dos estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016.



Ministério de Minas e Energia