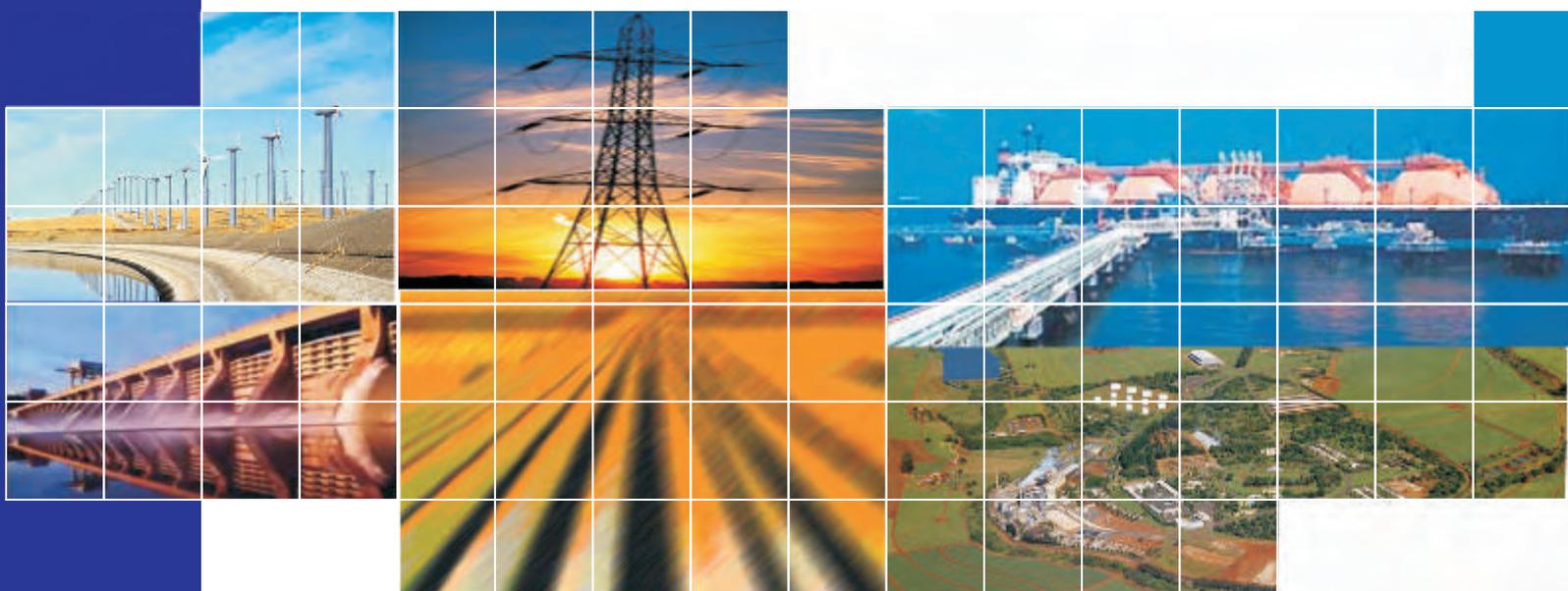




Confederação Nacional da Indústria



MATRIZ ENERGÉTICA: Cenários, Oportunidades e Desafios

Brasília, 2007



MATRIZ ENERGÉTICA

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

PRESIDENTE

Armando de Queiroz Monteiro Neto

1º VICE-PRESIDENTE

Paulo Antonio Skaf

VICE-PRESIDENTES

Robson Braga de Andrade

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Paulo Gilberto Fernandes Tigre

José de Freitas Mascarenhas

Rodrigo Costa da Rocha Loures

Alcantaro Correa

José Nasser

Jorge Parente Frota Júnior

Francisco de Assis Benevides Gadelha

Flavio José Cavalcanti de Azevedo

Antonio José de Moraes Souza

1º SECRETÁRIO

Paulo Afonso Ferreira

2º SECRETÁRIO

José Carlos Lyra de Andrade

1º TESOUREIRO

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan

2º TESOUREIRO

Alfredo Fernandes

DIRETORES

Lucas Izoton Vieira

Fernando de Souza Flexa Ribeiro

Jorge Lins Freire

Jorge Machado Mendes

Jorge Wicks Côte Real

Eduardo Prado de Oliveira

Eduardo Machado Silva

João Francisco Salomão

Antônio Rocha da Silva

José Conrado Azevedo Santos

Euzebio André Guareschi

Rivaldo Fernandes Neves

Francisco Renan Oronoz Proença

José Fernando Xavier Faraco

Olavo Machado Júnior

Carlos Antonio de Borges Garcia

Manuel Cesario Filho

CONSELHO FISCAL

TITULARES

Sergio Rogério de Castro

Julio Augusto Miranda Filho

João Oliveira de Albuquerque

SUPLENTES

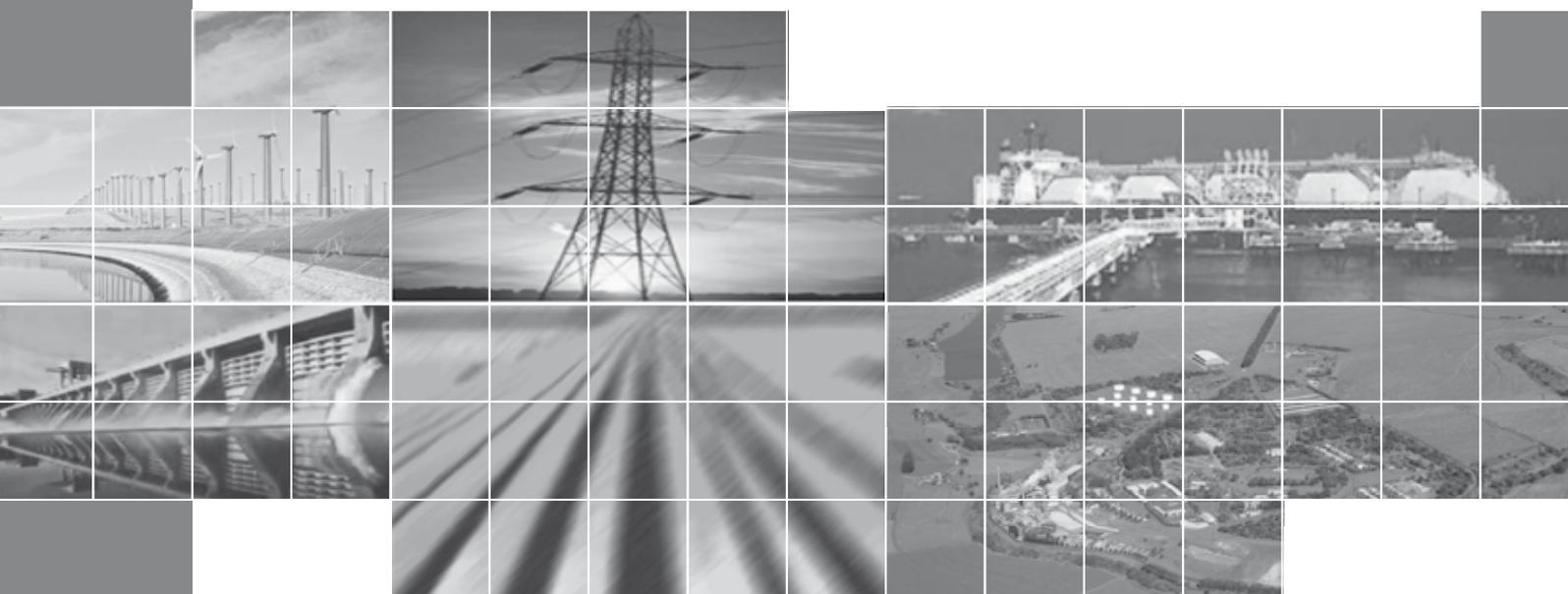
Carlos Salustiano de Sousa Coelho

Telma Lúcia de Azevedo Gurgel

Charles Alberto Elias



Confederação Nacional da Indústria



MATRIZ ENERGÉTICA: Cenários, Oportunidades e Desafios

Brasília, 2007



© 2007. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

Este documento foi desenvolvido por iniciativa do Conselho Temático de Infra-estrutura da Confederação Nacional da Indústria – CNI.

Elaboração: Mario Veiga Pereira – PSR Consultoria LTDA

CNI

**Conselho Temático de Infra-estrutura
Unidade de Competitividade Industrial**

FICHA CATALOGRÁFICA

C748m

Confederação Nacional da Indústria.

Matriz energética: cenários, oportunidades e desafios CNI.

– Brasília : CNI, 2007.

82 p. : il. ;

ISBN: 978-85-88566-66-8

1.Energia 2. Gás natural. 3. Petróleo 4. Energia elétrica

I.Título

CDU 620.92

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Setor Bancário Norte

Quadra 1 – Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903 – Brasília – DF

Tel.: (61) 3317-9001

Fax: (61) 3317-9994

<http://www.cni.org.br>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.org.br



LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Consumo mundial de energia por fonte	19
Gráfico 2: Reservas mundiais de petróleo	20
Gráfico 3: Projeção da produção de petróleo	20
Gráfico 4: Consumo mundial de gás natural por segmento, 2003-2030	22
Gráfico 5: Crescimento das reservas de gás natural 1980-2005	22
Gráfico 6: Reservas mundiais de gás natural	23
Gráfico 7: Evolução de preços: petróleo e gás natural	24
Gráfico 8: Reservas mundiais – EIA 2004	25
Gráfico 9: Distribuição das reservas mundiais	25
Gráfico 10: Emissão de CO ₂ – Produção de Energia Elétrica por tipo de combustível	26
Gráfico 11: Emissão de CO ₂ – Produção de calor industrial por tipo de combustível	26
Gráfico 12: Maiores produtores de etanol	27
Gráfico 13: Emissões de CO ₂ (milhões de toneladas)	29
Gráfico 14: Potencial hidroelétrico	29
Gráfico 15: Oferta de energia firme em GW médios X Demanda projetada para os anos de 2007 a 2011	38
Gráfico 16: Diferença estrutural oferta – demanda (gás natural 100% disponível, sem atrasos na oferta)	39
Gráfico 17: Importância da geração térmica a gás para a oferta de energia elétrica	40
Gráfico 18: Diferença estrutural oferta – demanda (restrições no GN, sem atrasos na oferta)	41
Gráfico 19: Diferença estrutural oferta – demanda (restrições no GN, e atrasos na oferta)	43
Gráfico 20: Resumo dos balanços de oferta (demanda de referência)	43
Gráfico 21: Evolução da demanda para diferentes taxas de crescimento do PIB	44
Gráfico 22: Resumo dos balanços de ofertas (demanda baixa)	45
Gráfico 23: Resumo dos balanços de ofertas (demanda alta)	45
Gráfico 24: Principais consumidores de gás natural	49
Gráfico 25: Evolução do consumo total de gás no período 2001-2005	50
Gráfico 26: Projeção de consumo total das distribuidoras, refinarias e compromisso contratual das térmicas para os anos 2007 a 2011	51
Gráfico 27: Déficit de gás (diferença entre demanda e oferta)	52
Gráfico 28: Evolução da oferta e demanda de petróleo de 1997 até 2006	52
Gráfico 29: Destinação da cana-de-açúcar na safra 2006-2007	62
Gráfico 30: Tarifas de energia para o setor industrial	71
Gráfico 31: Tarifas para consumidores industriais	72
Gráfico 32: Evolução do montante de encargos, em bilhões de Reais	72
Gráfico 33: Tarifa de transporte nas distribuidoras	73
Gráfico 34: Evolução dos preços médios de geração nos leilões de energia existente e de energia nova	74
Gráfico 35: Principais componentes do custo de uma hidroelétrica nova	74
Gráfico 36: Principais fatores de aumento das parcelas de investimento	75



LISTA DE ILUSTRAÇÕES

MAPAS

Mapa 1: Principais fluxos de comércio	23
Mapa 2: Sistema de transmissão atual	36
Mapa 3: Estrutura atual de produção do gás natural	46
Mapa 4: Potencial hidroelétrico do Brasil	58
Mapa 5: Atual parque termoelétrico a carvão mineral	65

QUADROS

Quadro 1: Etanol de milho x cana-de-açúcar	27
Quadro 2: A aliança carvão e hidrogênio	30
Quadro 3: Queima e reinjeção de gás	47
Quadro 4: O gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol)	47
Quadro 5: Sinergia hidrotérmica	58
Quadro 6: Eficiência de produção de diferentes culturas	67

TABELAS

Tabela 1: Situação ambiental das usinas em construção	42
Tabela 2: Projeção de oferta de gás	51
Tabela 3: Poder calorífico do carvão – Mundo e Brasil	65
Tabela 4: Principais parcelas dos custos de investimento	75

FIGURAS

Figura 1: Diagrama esquemático das usinas hidroelétricas na região sudeste	35
Figura 2: Principais campos de gás não associado – Mexilhão e BS 500	60
Figura 3: Processo de produção de açúcar e álcool	62
Figura 4: Queima de bagaço para produção de vapor e energia elétrica, na produção de açúcar e álcool	63
Figura 5: Principais processos de produção de biodiesel	67
Figura 6: Ritmo de criação de novos encargos	72



SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	
SUMÁRIO EXECUTIVO	11
1 PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL	17
1.1 PETRÓLEO	19
1.1.1 Segurança de suprimento	19
1.1.2 Meio ambiente	21
1.2 GÁS NATURAL	21
1.2.1 Segurança energética	21
1.2.2 Meio ambiente	24
1.3 CARVÃO	24
1.3.1 Segurança energética	24
1.3.2 Meio ambiente	25
1.4 ESTRATÉGIAS DE REDUÇÃO DA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA	26
1.4.1 Substituição por biocombustíveis	26
1.4.2 Redução do consumo veicular	28
1.5 ESTRATÉGIAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES	28
1.5.1 Quotas nas emissões	28
1.5.2 Geração de eletricidade com fontes renováveis	29
1.5.3 Captura de carbono	30
1.6 CONCLUSÕES	31
2 BRASIL: PERSPECTIVAS DE SUPRIMENTO 2007-2011	33
2.1 ENERGIA ELÉTRICA	35
2.1.1 Produção	35
2.1.2 Transporte	36
2.1.3 Balanço estrutural oferta x demanda	37
2.1.4 Sensibilidade com relação à oferta	39
2.1.5 Restrições na disponibilidade de gás natural	39
2.1.6 Atrasos no cronograma de construção	41
2.1.7 Sensibilidades com relação à demanda	44
2.2 GÁS NATURAL	46
2.2.1 Produção local	46
2.2.2 Importações	47
2.2.3 Transporte de gás	49
2.2.4 Consumo	49
2.2.5 Balanço oferta x demanda	51
2.3 PETRÓLEO	52
2.4 CONCLUSÕES – ABASTECIMENTO 2007-2011	53
3 ENERGIA NO BRASIL: OPORTUNIDADES	55
3.1 ENERGIA HIDROELÉTRICA	57
3.2 GÁS NATURAL	59
3.3 BIOMASSA	62
3.4 CARVÃO	65
3.5 ENERGIA NUCLEAR	66
3.6 BIODIESEL	66
4 ENERGIA NO BRASIL: DESAFIOS	69
4.1 PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA	71
4.2 A QUESTÃO AMBIENTAL	76
4.3 MUDANÇA CLIMÁTICA GLOBAL	76
5 UMA AGENDA ENERGÉTICA PARA O BRASIL	79
5.1 AGENDA PARA ENERGIA ELÉTRICA	81
5.2 AGENDA PARA O GÁS NATURAL	82
5.3 AGENDA PARA A BIOELETRICIDADE	82



APRESENTAÇÃO

A energia é um dos principais insumos da indústria. Sua disponibilidade, preço e qualidade são determinantes fundamentais de sua capacidade competitiva.

O custo da energia para o consumidor industrial brasileiro tem, no entanto, crescido sistematicamente acima da inflação. Vários projetos de expansão da geração elétrica permanecem afetados por restrições burocráticas de várias origens. Tais obstáculos comprometem a ampliação do parque gerador, tanto hidroelétrico, como termoeletrico.

Este trabalho tem como objetivo explorar cenários de diversificação da matriz energética nacional, tendo como pano de fundo as tendências do mercado internacional e a evolução de preços dos principais insumos energéticos. O seu foco é a competitividade do produto brasileiro.

São apresentadas oportunidades e desafios. Com base no panorama energético mundial, são traçados caminhos para o desenvolvimento da matriz brasileira. A tendência de elevação de preços dos insumos energéticos no mercado mundial, aliada às pressões pela redução das emissões dos gases causadores do "efeito estufa" abre novas oportunidades para o País, devido aos ganhos de competitividade nos setores industriais que usam energia elétrica e ao maior interesse dos investidores por energia limpa.

A participação de energias renováveis na matriz energética brasileira é de 45%, enquanto a média mundial é de apenas 14%. Essa participação tende a crescer, se for mantido o papel de "âncora" da hidroeletricidade e for consolidada a indústria de bioenergia no País.

A divulgação deste documento pela CNI visa contribuir para o importante debate sobre o futuro da energia no Brasil, como uma vantagem competitiva da economia nacional. É uma iniciativa que integra o Mapa Estratégico da Indústria 2007 – 2015.

Armando de Queiroz Monteiro Neto
Presidente da CNI

José de Freitas Mascarenhas
Presidente do Conselho de
Infra-estrutura da CNI



SUMÁRIO EXECUTIVO

Panorama Energético Mundial

Os principais insumos energéticos usados pela indústria no mundo são o petróleo, o gás natural e o carvão. Esses insumos têm apresentado elevadas taxas de crescimento do consumo, devido, principalmente, ao desempenho das economias emergentes, lideradas pela China e pela Índia.

O crescimento acelerado da demanda, aliado à instabilidade política nas regiões produtoras de petróleo e gás natural e às pressões pela redução das emissões dos gases causadores do “efeito estufa”, traz preocupações sobre o equacionamento da oferta de energia e seu impacto nos preços.

Segurança de suprimento e meio ambiente transformaram a energia em tema crítico. Dez países concentram 85% das reservas mundiais de petróleo e boa parte desses países estão envolvidos em turbulências geopolíticas. A gasolina e o óleo diesel são responsáveis por quase toda a energia consumida no setor de transportes que, por sua vez, contribui com 25% das emissões dos gases de “efeito estufa” dos países industrializados.

Quanto ao gás natural, 58% das reservas mundiais estão concentradas em apenas três países: Rússia, Catar e Irã. A tendência de “comoditização” do produto, embora contribua para diversificar as fontes de suprimento, faz que os preços de petróleo e do gás tendam a se igualar. Dado que o petróleo ainda é a fonte economicamente dominante, isto significa que a volatilidade dos preços do petróleo tenderá a “contaminar” os preços do gás natural.

O carvão é responsável por 25% do consumo mundial de energia. Desta parcela, dois terços são usados para geração de eletricidade, e quase todo o restante para uso industrial. As reservas mundiais de carvão são gigantescas, quase 3,5 vezes maior que as de petróleo e de gás natural. Cerca de dois terços destas reservas estão localizadas em apenas quatro países: Rússia, Estados Unidos, China e Índia.

A maior vulnerabilidade geopolítica está na área do petróleo. As principais alternativas de redução da dependência do petróleo são: substituição por biocombustíveis e redução do consumo veicular.

A insegurança energética em âmbito mundial deverá persistir ou até piorar, o que poderá elevar os preços do petróleo e do gás natural. Além disso, deverá haver maior pressão pública para medidas de mitigação dos problemas ambientais, tais como a contratação compulsória de energias alternativas e a mistura obrigatória de biocombustíveis aos energéticos tradicionais. Estas medidas deverão aumentar ainda mais os preços da energia.

Brasil: oportunidades e desafios

A elevação dos preços dos insumos energéticos, ao mesmo tempo em que afeta diretamente os custos da indústria mundial, abre novas oportunidades para a indústria brasileira, como se destaca:

- 1 **Ganhos de competitividade nos setores industriais que usam energia elétrica** – os preços da eletricidade de base hídrica de um país estão mais associados aos preços de produção local que aos custos de oportunidade do mercado internacional.

Como a geração de energia no Brasil é predominantemente hidroelétrica, os custos locais ficarão relativamente menores com o aumento do custo médio de geração de energia elétrica no mercado internacional. Esta vantagem não ocorre para os insumos industriais baseados no petróleo e no gás natural, pois o preço dos mesmos deverá acompanhar os valores internacionais.

- 2 **Grande interesse de investidores internacionais em energia “limpa”** – em especial nas áreas de etanol, de biodiesel e de bioeletricidade. A curto prazo, isto representará mais oportunidades para as indústrias de equipamentos. A médio prazo, deverá haver uma maior integração dos setores industrial e agrícola, com a criação de uma indústria de bioenergia de grande potencial econômico para o País.

Abastecimento energético nacional: 2007-2011

- **Eletricidade** – a oferta já contratada, mas ainda não em operação, é, em princípio, suficiente para atender um crescimento médio de 4% do PIB no período 2007 a 2011. Esta oferta é, no entanto, afetada por restrições no suprimento de gás natural e nos atrasos no cronograma de construção de hidroelétricas e Proinfa. Se essas restrições não forem sanadas, haverá um desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda no final do período (maior risco de “apagão”). Se o crescimento do PIB for maior do que 4%, a oferta contratada já não será suficiente, sendo necessário construir nova geração. A regulamentação do setor elétrico prevê este tipo de reforço na oferta, por meio dos chamados leilões A-3.
- **Gás natural** – haverá defasagem significativa entre oferta e demanda de 2007 a 2009. Esta defasagem está sendo controlada com a retirada de usinas térmicas a gás do setor elétrico. A entrada do GNL e dos campos do Espírito Santo são importantes para restaurar o equilíbrio de oferta e de demanda no período.
- **Petróleo: situação favorável** – a disponibilidade de reserva, capacidade técnico/econômica e a situação favorável dos preços internacionais permitem prever que a auto-suficiência será sustentável.

A persistente elevação da tarifa de energia para o consumidor industrial

No mercado mundial, as tarifas de energia elétrica dos principais competidores industriais tendem a aumentar, pois há forte componente de gás natural e óleo na produção de eletricidade nesses países. No Brasil, a principal fonte produtora de energia elétrica é hidráulica, cuja tecnologia de construção é dominada há décadas. Com isso, era de se esperar que as tarifas de energia elétrica no País ficassem relativamente estáveis.

Ao contrário dessa expectativa, as tarifas de energia para o setor industrial vêm crescendo acima dos índices de inflação, com impacto direto sobre a competitividade da indústria.

Este aumento de preços tem três componentes principais: (I) encargos setoriais – incidentes sobre o valor da tarifa; (II) tarifas de transporte nas distribuidoras; e (III) custo de nova capacidade de geração.

A questão ambiental

A participação de energias renováveis na matriz energética brasileira é de 45%, enquanto a média mundial é de apenas 14%. A participação tende a crescer, se for mantido o papel de “âncora” da hidroeletricidade, e se for consolidada a indústria de bioenergia no País. Esta situação ambiental favorável deveria garantir as condições para a expansão do parque gerador hidroelétrico sem maiores impedimentos.

O quadro atual é justamente o inverso, podendo ser descrito como de impasse e de enfrentamento. As dificuldades para licenciamento ambiental, por exemplo, levaram à virtual paralisação dos investimentos em produção de energia hidroelétrica. Em outras áreas, como o licenciamento de gasodutos, também foram observadas dificuldades e atrasos. Uma das conseqüências perversas desta situação é que vem sendo mais fácil obter licenças ambientais para usinas termoeletricas a óleo diesel, ou que utilizam outro combustível, que para usinas hidroelétricas.

A posição do País no setor energético

Apesar das dificuldades conjunturais de abastecimento, especialmente restrições no suprimento de gás natural e atrasos no cronograma de construção de centrais geradoras, o Brasil está bem posicionado no setor energético, valendo destacar os seguintes pontos:

- **Participação de fontes renováveis** – a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira é três vezes maior que a média mundial. Há possibilidade de manter as fontes tradicionais (hidroeletricidade), e ainda aumentar a participação de novas fontes renováveis: a co-geração a biomassa e o biodiesel.
- **Integração dos setores energéticos** – o primeiro exemplo é a transformação de usinas de açúcar e álcool em complexos de bioenergia, com produção integrada de açúcar, de álcool, de eletricidade, de créditos de carbono e (em alguns casos) de biodiesel. O segundo é a integração dos setores de infra-estrutura e de produção de eletricidade e gás. A rede de transmissão e os reservatórios das usinas hidroelétricas podem ser usados como infra-estrutura virtual de transporte e armazenamento de gás natural.
- **Segurança energética e integração regional** – o Brasil encontra-se em situação quase ideal de segurança energética, com auto-suficiência em petróleo, gás natural e produção de energia elétrica. Esta segurança pode, e deve, ser usada para promover a integração energética da região sul-americana, com base em novo modelo institucional e comercial que otimize os benefícios econômicos e permita, ao mesmo tempo, reduzir os riscos geopolíticos por meio da diversificação das parcerias. A posição geográfica do País e a possibilidade de integração das redes de eletricidade e de gás permitem que o Brasil se transforme em um pólo importante neste processo de integração.

A combinação destes fatores torna o País muito atraente para investimentos externos e possibilita o aumento da competitividade da indústria. Aproveitar estas oportunidades é tarefa complexa, e traz desafios importantes nas áreas da política energética, desenvolvimento institucional e política ambiental.

Uma agenda energética para o Brasil reúne propostas com o objetivo de contribuir para a remoção dos principais obstáculos ao desenvolvimento dos recursos energéticos, e a tradução dos mesmos em fatores de crescimento e competitividade. Nesse sentido, merecem destaque:

ENERGIA ELÉTRICA

- **Redução dos riscos do investidor** – todo investidor, ao precificar um projeto, coloca um valor adicional como proteção (*hedge*) contra riscos e incertezas. Este sobrepreço, no sistema brasileiro, tem sido excessivamente elevado porque os riscos são sistêmicos, difíceis de prever (por exemplo, situações hidrológicas severas) e fora do controle do investidor.
- **Melhora das condições de financiamento** – as medidas de melhoria das condições de financiamento do BNDES (redução do *spread* e maiores prazos), previstas no Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), permitirão redução significativa do custo da energia, e devem ser implementadas o mais rapidamente possível.
- **Redução de tributos e encargos** – as medidas de redução do PIS/Cofins previstas no PAC são exemplos positivos de desoneração fiscal, e devem ser ampliadas na medida do possível.
- **Valorização da geração hidroelétrica com capacidade de regulação** – devido às dificuldades de licenciamento ambiental, a maior parte dos novos projetos hidroelétricos são do tipo “fio d’água”, com reservatórios de pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento. Esta redução da capacidade de regularização do sistema hidroelétrico é prejudicial ao País e deve ser um tema de reflexão por parte da sociedade.
- **Incentivo à eficiência energética** – em situação de crescimento econômico, a eficiência energética tem o potencial de contribuir ainda mais para a competitividade, pois há oportunidades de se projetar e de se instalar sistemas otimizados de produção e de consumo de energia. Este tema deveria ser tratado tanto no planejamento quanto nos programas de financiamento com a mesma prioridade que o aumento da oferta.
- **Processo de licenciamento ambiental das usinas hidroelétricas** – a proposta do PAC de regulamentar as competências da União e dos estados para licenciamento ambiental representa um avanço importante, mas ainda insuficiente. Sugere-se levar à sociedade propostas adicionais de aperfeiçoamento da lei ambiental, na linha sugerida por vários agentes: (I) preservar os técnicos do Ibama contra processos do Ministério Público; (II) o governo poderá selecionar um conjunto de projetos hidroelétricos prioritários, que seriam analisados e licenciados pelo próprio Ibama.
- **Instrumentos para gerência de crises de suprimento** – criar regras claras para a eventualidade de uma crise de suprimento, que recompensem a contratação preventiva de energia.

GÁS NATURAL

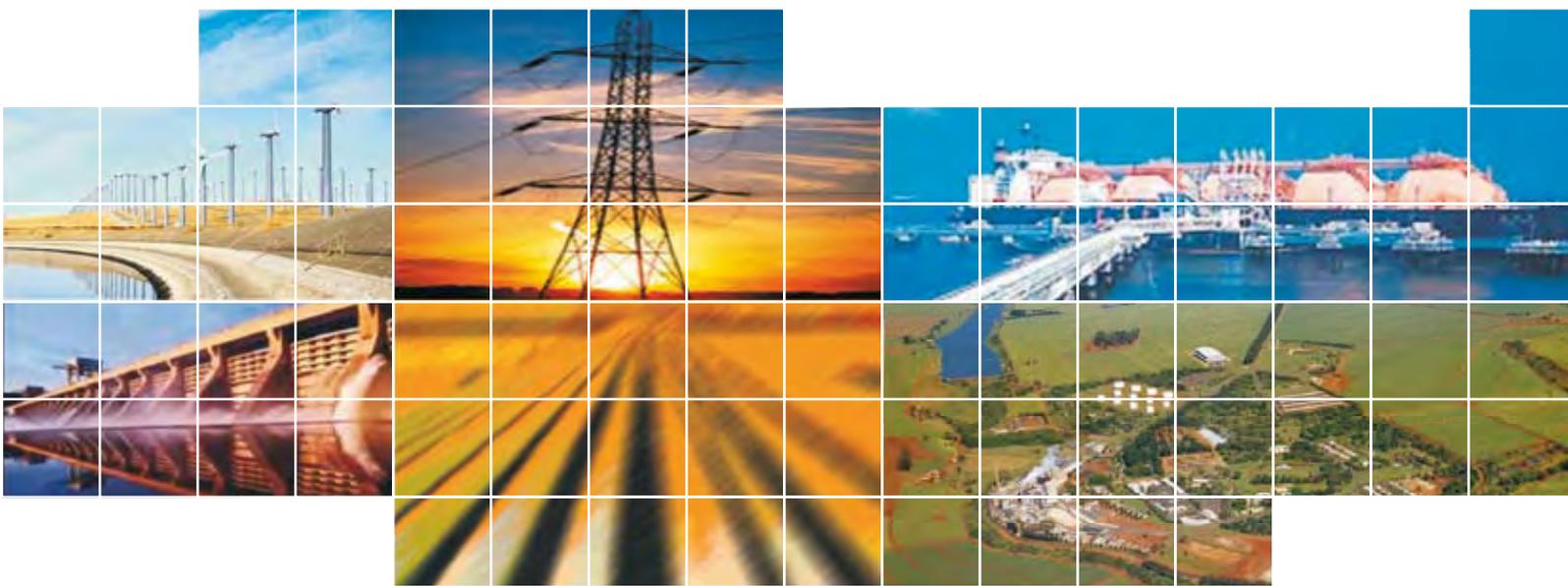
- **Integração dos setores de eletricidade e gás natural** – esta integração permitirá flexibilizar o consumo desse combustível e aumentar a utilização da rede de gasodutos,

contribuindo para a redução de preços e aumento da competitividade. Devem ser envidados esforços para que a regulamentação resultante da Lei do gás, que deverá ser aprovada este ano, seja a mais compatível possível com a regulamentação do setor elétrico, estimulando a busca pela flexibilidade e pela eficiência.

- **Segurança de suprimento** – a atual proposta para a lei do gás concentra-se no transporte do combustível: livre acesso, construção de gasoduto, etc. A exemplo da regulamentação do setor elétrico, o escopo da legislação deve ser ampliado para incluir incentivos à expansão competitiva de nova capacidade de produção de gás.
- **Co-geração** – a eficiência energética também deve ser componente fundamental da política de gás, com programas de incentivo à co-geração.

BIOELETRICIDADE

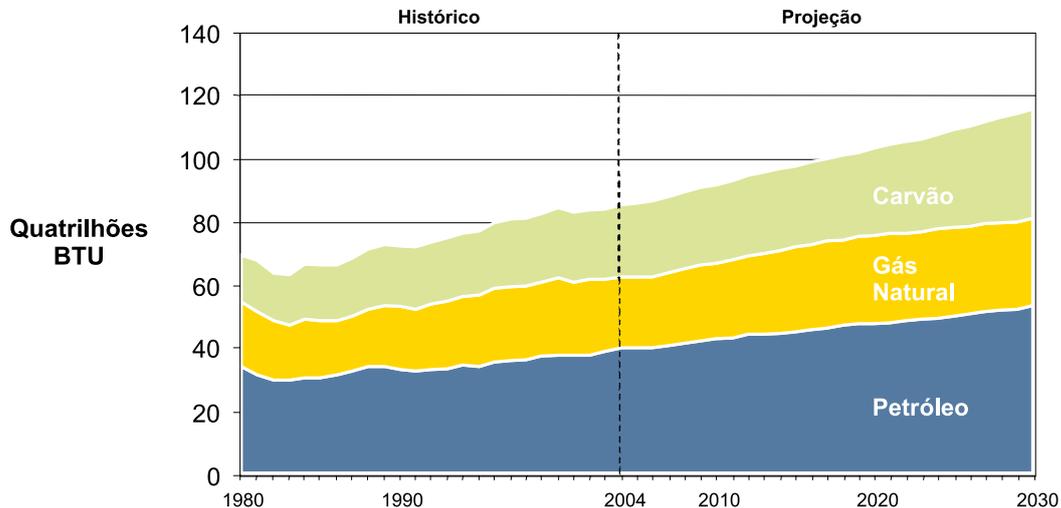
- A co-geração, que aproveita a biomassa de cana-de-açúcar, é um dos pilares da revolução da bioenergia no País. Além da competitividade estrutural em termos de preço e quantidade, a bioeletricidade pode ser solução ambientalmente limpa e econômica para compensar a escassez conjuntural de nova oferta hidroelétrica, até que seja equacionada a questão ambiental e finalizados os programas de inventários de novos aproveitamentos hidrelétricos, atualmente em execução. Resta implementar uma série de medidas para a consolidação da bioeletricidade, com destaque à necessidade de procedimentos para planejar e facilitar a conexão das novas centrais de geração à rede de subtransmissão e de transmissão.



1 PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL

Os principais insumos energéticos usados pela indústria são o petróleo, o gás natural e o carvão.¹ Todos estes insumos apresentam taxas elevadas de crescimento de consumo, devido principalmente aos bons resultados das economias emergentes, lideradas pela China e pela Índia.

Gráfico 1: Consumo mundial de energia por fonte



Fonte: EIA, 2006

Este crescimento acelerado da demanda de energia já traria, por si só, preocupações quanto ao equacionamento da oferta e ao impacto nos preços. Entretanto, os temas segurança de suprimento e meio ambiente transformaram a energia em tema crítico em âmbito mundial. Apresenta-se, a seguir, uma rápida análise da situação de cada insumo.

1.1 PETRÓLEO

1.1.1 Segurança de suprimento

A (in)segurança energética é quase sinônimo de vulnerabilidade no suprimento de petróleo, resultante da combinação dos seguintes fatores:

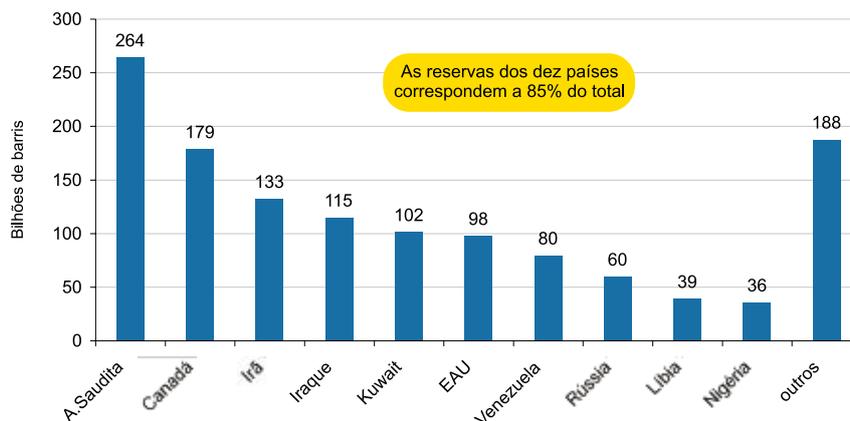
Crescimento acelerado da demanda – apesar dos preços elevados, o consumo de petróleo aumentou em 3,5%, cerca de 2,8 milhões de barris por dia² (Mb/d), em 2005, e deve passar dos atuais 84 Mb/d para 103 Mb/d em 2015. Os Estados Unidos e a China estão entre os principais responsáveis por este aumento.

Inestabilidade política em áreas produtoras – como ilustrado no gráfico a seguir, 85% das reservas mundiais de petróleo estão concentradas em dez países. Destes, nove estão ou estiveram envolvidos em turbulências geopolíticas. Esta situação vem se agravando em consequência da presença americana no Iraque e da questão do Irã.

¹ A energia elétrica, que é de grande importância para a produção industrial, não é analisada em separado porque 80% da produção de eletricidade no mundo tem como matérias-primas o petróleo, o gás natural e o carvão. Nos capítulos sobre o Brasil, onde 85% da eletricidade provém de usinas hidroelétricas, há uma análise específica do setor elétrico.

² Como referência, o consumo atual do Brasil é de 1,8 Mb/d.

Gráfico 2: Reservas mundiais de petróleo

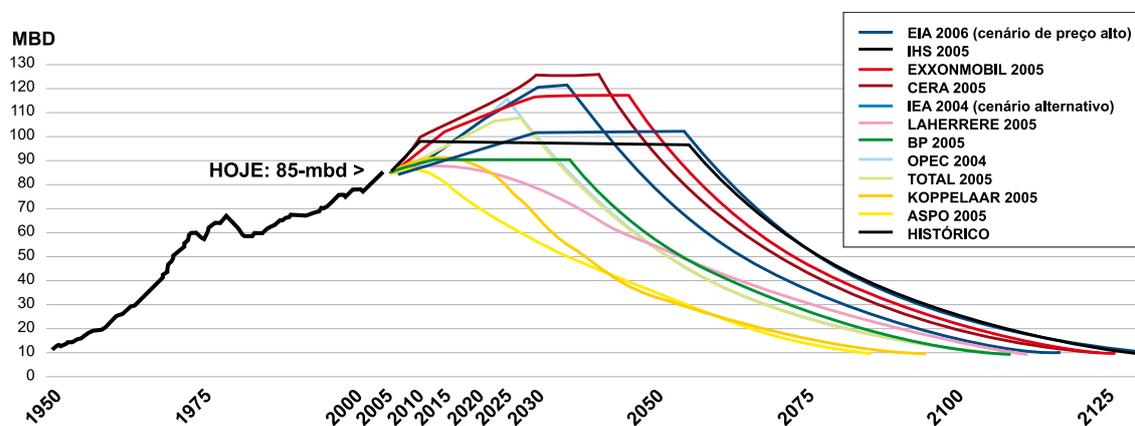


Fonte: The Economist 2006

Nacionalização da produção – outro aspecto geopolítico é que 90% das reservas de petróleo e de gás do mundo são controladas pelos governos dos países produtores, e não por empresas internacionais como a Shell, BP e Exxon. A dimensão deste controle é ilustrada pelo fato da Exxon, a empresa com maior valor de mercado do mundo (412 bilhões de dólares), ser a 14ª empresa do mundo em reservas, as 13 primeiras são empresas nacionais.³ Algumas destas empresas nacionais são tradicionais, como a Aramco da Arábia Saudita; outras foram nacionalizadas recentemente, como a Gazprom da Rússia, que em agosto deste ano se igualou à Arábia Saudita como a maior produtora de petróleo do mundo (9,5 Mb/d). A motivação principal destas nacionalizações é, naturalmente, de aumentar a participação do país na renda dos recursos energéticos. Entretanto, observa-se também uso crescente do petróleo como instrumento explícito nas relações internacionais (por exemplo, venda de óleo a preços subsidiados da Venezuela para Cuba, Argentina e Bolívia).

Percepção de esgotamento das reservas – questão controversa, conhecida como *peak oil*,⁴ é se a produção de petróleo já atingiu, ou atingirá em breve, seu valor máximo. Como ilustrado na figura a seguir, as projeções variam desde um declínio imediato até aumentos expressivos de produção nos próximos 20 anos.

Gráfico 3: Projeção da produção de petróleo



Fonte: Freddy Hutter – www.trendlines.ca

³ Citado em *The Economist*, 12/8/2006, página 55.

⁴ Ver, por exemplo, www.hubbertypeak.com e www.trendlines.ca

A combinação de uma produção declinante com uma demanda aquecida teria impacto explosivo nos preços do petróleo. Uma das maiores controvérsias refere-se às reservas reais da Arábia Saudita e de outros grandes produtores do Oriente Médio, que não passam pelos processos internacionais de medição e de auditagem. Outros temas importantes incluem o papel de reservas não convencionais como as *tar sands* no Canadá e a contribuição de novas tecnologias para o aumento da eficiência de produção.

1.1.2 Meio ambiente

A ligação direta entre a emissão dos chamados “gases de efeito estufa”⁵ nas atividades de geração de energia e de transporte e o aumento da temperatura média da Terra (aquecimento global) é consenso da comunidade científica há vários anos.⁶ Considera-se também que este aquecimento pode ser catastrófico para as regiões mais pobres do planeta em prazo de décadas, e não de séculos como se imaginava antes. Tanto o relatório Stern⁷ sobre o impacto econômico das mudanças climáticas, publicado em Outubro de 2006, como o relatório preliminar (fevereiro de 2007) do Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC),⁸ resultado do trabalho de centenas de especialistas em dezenas de países, e amplamente divulgados, apresentam evidências contundentes sobre estes temas.

Além da consolidação da opinião científica, observa-se grande mudança na percepção pública sobre a seriedade do problema. Eventos de grande impacto visual como o furacão Katrina e as fotos de redução da cobertura de gelo em várias partes do mundo tornaram os perigos do aquecimento mais concretos e imediatos. Este interesse teve reflexo na cobertura da mídia: em 2006, o aquecimento global foi matéria de capa de várias revistas semanais como Time e Veja, e destaque em programas de televisão de todo o mundo. Outro exemplo é o documentário *An Inconvenient Truth*, de Al Gore, que além de ter um público recorde, foi indicado para o Oscar. Este interesse público deverá dar respaldo político bem maior às medidas de redução de impacto ambiental propostas por especialistas.

Assim como na segurança energética, vista acima, o petróleo tem um dos papéis centrais na questão climática. A razão é que a gasolina e o óleo diesel são responsáveis por quase toda a energia consumida no setor de transportes que, por sua vez, contribui com 25% das emissões dos países industrializados.⁹

1.2 GÁS NATURAL

1.2.1 Segurança energética

O gás natural (GN) era considerado uma das fontes mais promissoras para o atendimento da demanda energética mundial, com ritmo muito acelerado de crescimento e de consumo. Um de seus principais usos é como fonte de calor industrial, pois as regulamentações ambientais restringem cada vez mais o uso de óleo combustível.

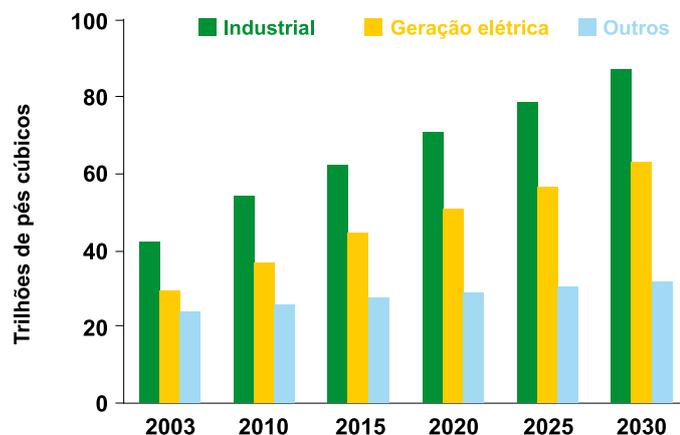
⁵ Os principais são CO₂ e metano.

⁶ O livro *The Weather Makers*, por Tim Flannery, publicado em 2006, apresenta um resumo atualizado das questões de mudança climática para leitores não especializados.

⁷ Ver www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change

⁸ Ver www.ipcc.ch.

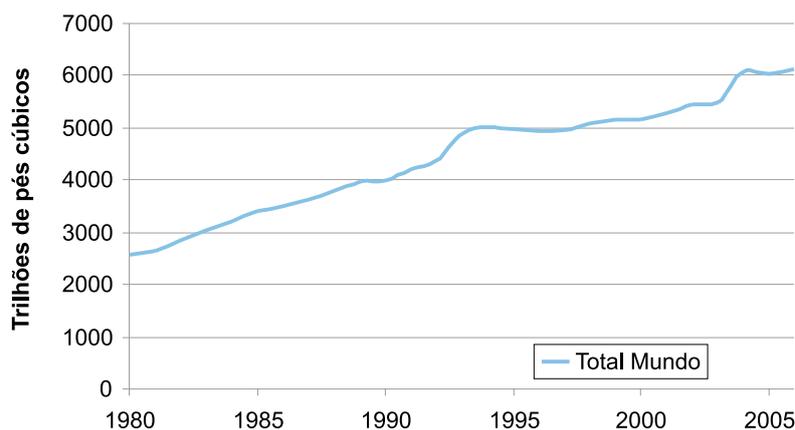
⁹ Nos Estados Unidos, o setor de transportes é responsável por 32% das emissões do país.

Gráfico 4: Consumo mundial de gás natural por segmento, 2003-2030

Fonte: BP, 2006

A segunda maior utilização do GN é a geração de energia elétrica, que teve um crescimento exponencial depois do desenvolvimento da tecnologia de geração a ciclo combinado (CC-GN), na década de 1980. Além de eficiente, a CC-GN era competitiva em módulos bem menores que os de outras tecnologias, como o carvão. Esta atenuação da economia de escala no setor de geração contribuiu para a criação dos mercados de energia elétrica, que transformaram profundamente o setor elétrico mundial.¹⁰

Além das vantagens econômicas, a visão otimista sobre o papel do GN era reforçada pelo montante de reservas mundiais, que hoje se igualam, em termos energéticos, às reservas de petróleo.

Gráfico 5: Crescimento das reservas de gás natural 1980-2005

Fonte: BP, 2006

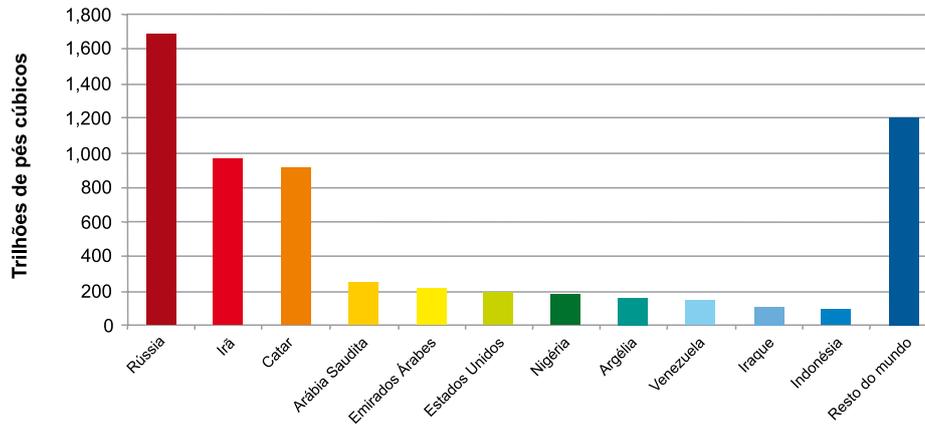
Entretanto, a fragilidade de suprimento do GN tornou-se evidente após a suspensão do envio da Rússia para a Ucrânia, no inverno europeu de 2005/2006. Na região do Mercosul, a Argentina vem, desde 2004, interrompendo o suprimento de gás contratado com o Chile, sem perspectivas de melhora nos próximos anos.¹¹ Também no Brasil, o suprimento de gás proveniente da Bolívia, que chegou a ser brevemente interrompido em 2005 (antes

¹⁰ Ver, por exemplo, *Markets for Power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation*, por Paul L. Joskow e Richard Schmalensee, 1988.

da posse do atual governo), vem, desde então, sendo motivo de atritos.

Esta percepção de vulnerabilidade do suprimento a questões geopolíticas é intensificada quando se observa, no gráfico abaixo, que 58% das reservas mundiais de gás estão concentradas em apenas três países: Rússia, Catar e Irã.

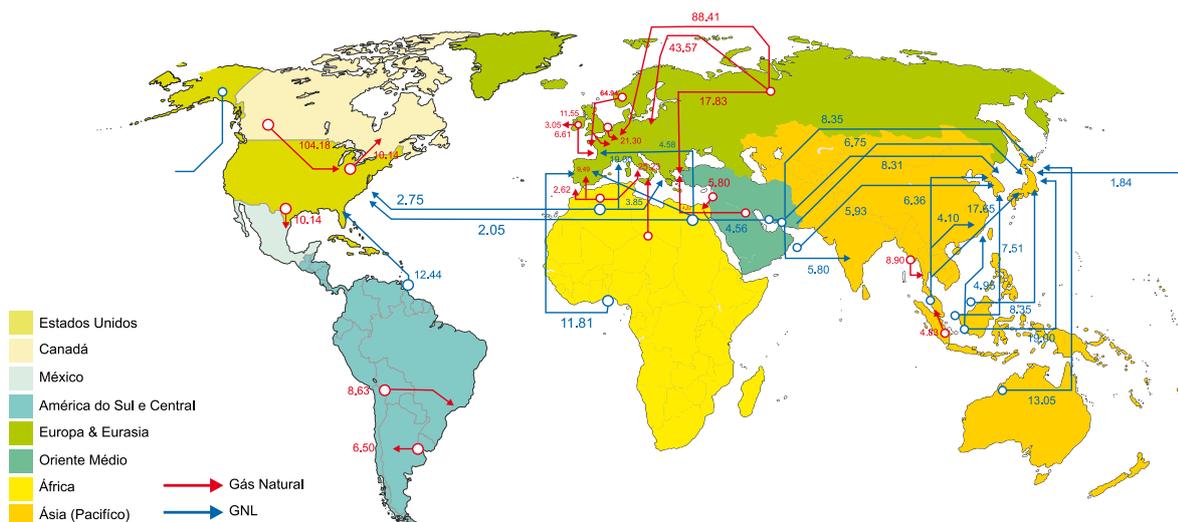
Gráfico 6: Reservas mundiais de gás natural



Fonte: BP, 2006

A entrada em cena do gás natural liquefeito (GNL) reduziu, por algum tempo, a sensação de insegurança. Como ilustrado na figura a seguir, o GNL transformou o gás natural em *commodity*; com isto, passou a ser possível comprar de um grande número de produtores espalhados por todo o mundo e, portanto, diminuir o risco geopolítico.

Mapa 1: Principais fluxos de comércio



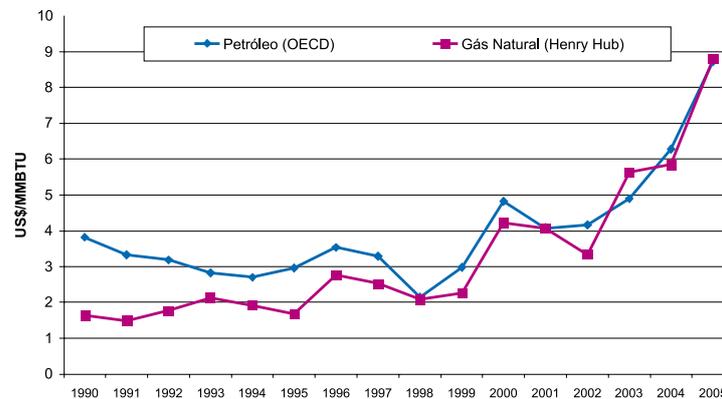
Fonte: BP, 2006

¹¹ As dificuldades de abastecimento interno também levaram a Argentina a suspender o suprimento de gás contratado com a usina térmica de Uruguiana, no Rio Grande do Sul, cuja capacidade de produção foi reduzida de 500 MW para cerca de 200 MW. Houve também um efeito indireto, com a proibição, na prática, de que as usinas térmicas a gás fossem usadas para exportar energia elétrica. Como consequência, o contrato de exportação de 2000 MW entre Argentina-Brasil (CIEN) foi severamente afetado.

O Chile, recentemente, contratou a construção de um terminal de regaseificação de GNL no país para reduzir a insegurança com relação ao suprimento argentino. Processo semelhante aconteceu no Brasil, que anunciou a construção de terminais no Rio de Janeiro (16 milhões de m³/dia) e no Ceará (4 milhões de m³/dia).

Entretanto, a “comoditização” que permite diversificar as fontes de suprimento de GN faz que os preços de petróleo e do gás tendam a se igualar, pois passam a ser produtos (ao menos parcialmente) intercambiáveis. Dado que o petróleo ainda é a fonte economicamente dominante, isto significa que a volatilidade dos preços do petróleo tenderá a “contaminar” os preços do GN.

Gráfico 7: Evolução de preços: petróleo e gás natural



Fonte: BP, 2006

1.2.2 Meio ambiente

Embora o GN seja mais aceitável, em termos ambientais, que o óleo e o carvão, isto não significa que seja uma fonte benigna, pois contribui substancialmente para a contaminação global. Como consequência, há previsão de uma pressão política crescente para substituir a geração termoelétrica a GN por fontes que não emitem CO₂, como a biomassa,¹² a nuclear¹³ e a energia eólica.

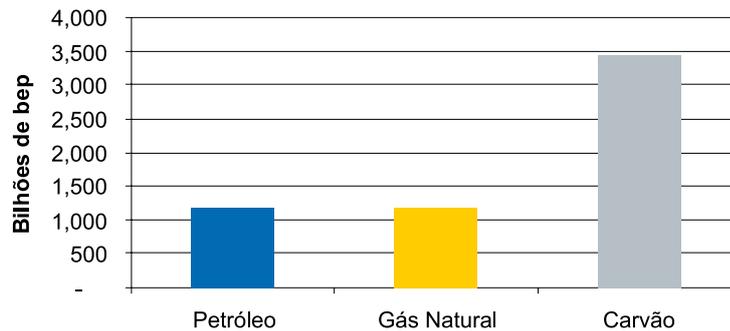
1.3 CARVÃO

1.3.1 Segurança energética

O carvão é responsável por 25% do consumo mundial de energia. Desta parcela, 2/3 são usados para geração de eletricidade, e quase todo o restante para uso industrial (siderurgia e calor). As reservas mundiais de carvão são gigantescas, quase 3,5 vezes em relação ao petróleo e ao gás natural.

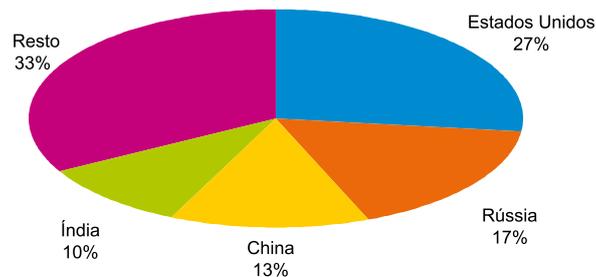
¹² Embora a biomassa emita CO₂ quando os resíduos são queimados, ela reabsorve a mesma quantidade quando a vegetação volta a crescer.

¹³ A energia nuclear, embora atraente sob o ponto de vista de (não) emissões, enfrenta resistências de opinião pública e geopolíticas devido ao problema de armazenamento, por séculos, do combustível radioativo utilizado, e o uso potencial da infra-estrutura de enriquecimento de urânio para a produção de armas nucleares, causa da atual confrontação entre o Irã e o Conselho de Segurança da ONU.

Gráfico 8: Reservas mundiais – EIA 2004

Fonte: EIA, 2006

Cerca de 2/3 destas reservas estão localizadas em apenas quatro países: Rússia, Estados Unidos, China e Índia.

Gráfico 9: Distribuição das reservas mundiais

Fonte: EIA, 2006

À exceção da Rússia, que é grande exportadora de petróleo e de gás natural, os demais países estão entre os maiores consumidores e, portanto, entre os mais vulneráveis a interrupções de suprimento. Como consequência, os países têm interesse estratégico no uso do carvão para reduzir sua dependência energética.

De fato, a China está instalando, atualmente, 60 mil MW por ano, a maior parte em usinas a carvão. Nos próximos 25 anos, prevê-se que Estados Unidos e China colocarão em operação cerca de 2,2 milhões de MW de usinas a carvão (23 vezes a potência instalada Brasil).¹⁴

1.3.2 Meio ambiente

O carvão é o combustível que viabilizou a Revolução Industrial, e vem sendo queimado em grandes quantidades desde 1750. Como ilustrado nas Figuras a seguir, o carvão é a fonte energética que emite mais gás carbônico por unidade de energia produzida, e um dos grandes responsáveis pelo aquecimento global.

¹⁴ Fonte: *Nature e Scientific American*

Gráfico 10: Emissão de CO₂ – Produção de Energia Elétrica por tipo de combustível

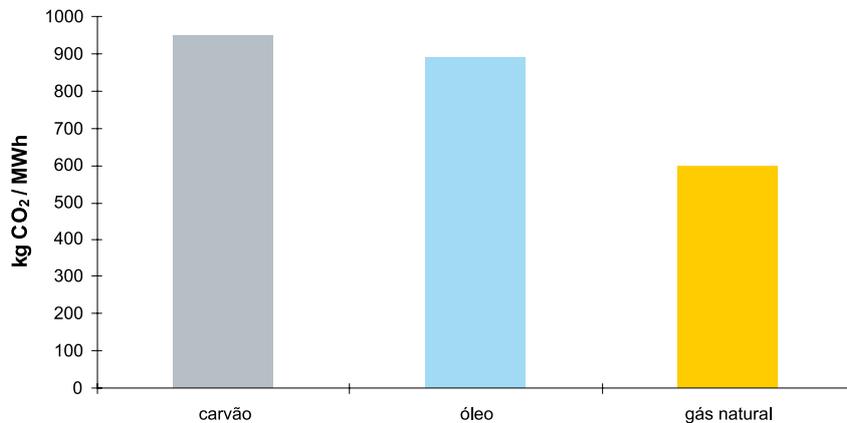
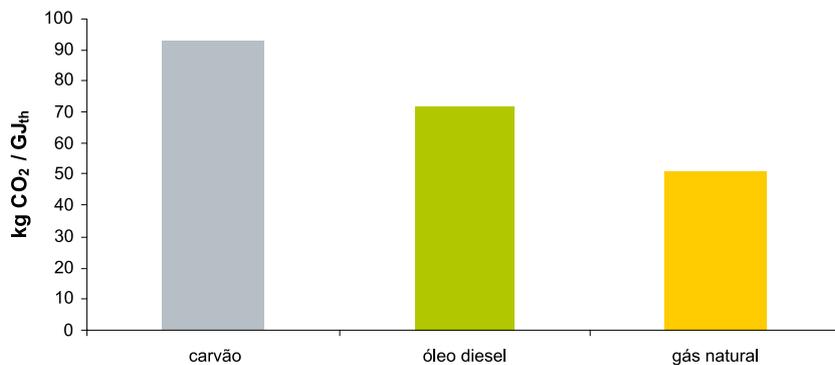


Gráfico 11: Emissão de CO₂ – Produção de calor industrial por tipo de combustível



Entretanto, o carvão tem grande importância para a segurança energética dos Estados Unidos, China e outros, países que relutarão em apoiar medidas ambientais que restrinjam seu uso.

1.4 ESTRATÉGIAS DE REDUÇÃO DA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA

Como visto, a maior vulnerabilidade geopolítica está na área do petróleo e, portanto, de combustíveis líquidos para transporte. As principais alternativas de redução da dependência do petróleo são: (I) substituição por biocombustíveis; e (II) redução do consumo veicular.

1.4.1 Substituição por biocombustíveis¹⁵

Os principais biocombustíveis são o etanol e o biodiesel. O etanol anidro pode ser diretamente adicionado à gasolina em até 20%, sem exigir alterações nos veículos. Além do Brasil, onde a mistura de etanol à gasolina vem sendo feita há mais de vinte anos, outros países, como o Japão, estão analisando este tipo de medida.¹⁶ Por sua vez, o etanol hidratado também pode ser misturado em qualquer proporção com a gasolina

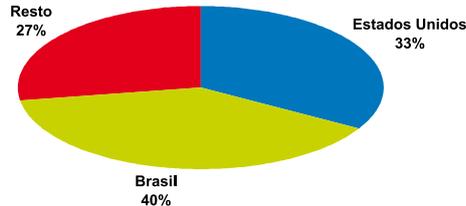
¹⁵ O WorldWatch Institute publicou em agosto de 2006 um excelente estudo sobre biocombustíveis, disponível para *download* no *site* desta organização.

¹⁶ O Japão, por exemplo, propõe misturar, em primeira fase, até 3% de etanol na gasolina.

em motores *flex fuel*. No Brasil, por exemplo, mais de 75% dos novos carros produzidos já são *flex fuel*.

Os maiores produtores de etanol do mundo são o Brasil – que produz o etanol a partir da cana-de-açúcar – e os Estados Unidos, que utilizam o milho.

Gráfico 12: Maiores produtores de etanol



A produção mundial de etanol ainda é relativamente pequena, equivalendo a 5% do consumo de gasolina dos Estados Unidos.¹⁷ Entretanto, ela deve crescer rapidamente. O Brasil, por exemplo, deve aumentar em 50% sua produção de cana-de-açúcar nos próximos cinco anos – de 400 para 600 milhões de toneladas. Os Estados Unidos também estão fazendo investimentos substanciais no aumento de sua produção de etanol.

Quadro 1: Etanol de milho x cana-de-açúcar

Etanol de milho x cana-de-açúcar

Quando se calcula o potencial de substituição da gasolina por um combustível renovável como o etanol, deve ser levado em conta a energia fóssil utilizada na sua produção como, por exemplo, o consumo de combustível na colheita mecanizada do milho ou da cana-de-açúcar. Este efeito é calculado por um índice chamado *fossil energy ratio* (FER), que é a razão entre a energia contida no etanol e a energia de origem fóssil empregada para produzi-lo. O FER do milho é 1,4; o da cana-de-açúcar, 8,3. Isto significa que, embora os volumes de etanol produzidos pelos Estados Unidos e Brasil sejam equivalentes, a cana-de-açúcar é seis vezes mais eficaz do que o milho quando se trata de reduzir o consumo de combustíveis fósseis.

O biodiesel, por sua vez, complementa ou substitui diretamente o diesel convencional. Ele pode ser produzido utilizando qualquer fonte de gordura ou de óleo vegetal, ou animal. Entre as fontes promissoras, incluem-se a soja, a mamona e o pinhão.¹⁸ O biodiesel pode ser misturado diretamente ao diesel convencional, sem mudança no desempenho dos motores. O Brasil, por exemplo, tem como meta incorporar até 5% de biodiesel ao combustível até 2010.

O etanol brasileiro é o único biocombustível competitivo nos dias de hoje. Seu custo de produção equivale a 40 US\$/barril de petróleo. O etanol produzido nos Estados Unidos tem um custo de produção na faixa do preço atual de petróleo (cerca de 70 US\$/barril equivalente). Para a Europa, este custo equivalente seria de 90 US\$/barril. Portanto, a produção de etanol fora do Brasil dependerá de mecanismos de incentivo, tais como compra obrigatória ou subsídios diretos.¹⁹

¹⁷ Este cálculo leva em conta que 1 litro de etanol equivale a 0,7 litros de gasolina.

¹⁸ O Brasil vem se concentrando nas três fontes, e alguns países asiáticos, como a Malásia e a Indonésia, na última.

¹⁹ Os Estados Unidos, por exemplo, protegem o etanol local em cerca de 1,05 dólares por galão (subsídio de 51 centavos de dólar aos produtores locais, mais taxa de 54 centavos de dólar ao etanol importado do Brasil).

Além disso, nenhuma produção de biodiesel pode competir com o preço do diesel, sendo necessário subsídio. Esta competitividade deve surgir à medida que a estrutura de produção do biodiesel aumentar. O Brasil está entre os países com o maior potencial de produção de biodiesel competitivo.

1.4.2 Redução do consumo veicular

A principal opção atual é o chamado carro híbrido, que é movido por um motor convencional a gasolina ou pela eletricidade produzida por uma bateria. Nas versões atuais, esta bateria é carregada pelo próprio movimento do carro, por exemplo, nas freadas no trânsito urbano. Algumas versões permitem carregar a bateria na rede elétrica, usando, por exemplo, uma tomada na garagem da casa. Assim como no caso do etanol de milho, a eficácia do uso da eletricidade para substituir combustíveis fósseis vai depender das fontes usadas na geração de energia – por exemplo, se a mesma for feita à base de óleo ou gás natural importado, a dependência energética estará apenas sendo transferida do setor de transportes para o de eletricidade.

Uma alternativa a longo prazo seria a célula de combustível, que converte hidrogênio em energia elétrica, e emite apenas vapor d'água. Embora os veículos sejam muito silenciosos e eficientes, o cerne da questão, mais uma vez, é como o hidrogênio será produzido.²⁰ Caso seja utilizado gás natural para produzir hidrogênio, será mais eficiente queimar o gás diretamente no motor a combustão.

1.5 ESTRATÉGIAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES

As principais medidas nesta área são: (I) uso de biocombustíveis (já discutidos na seção anterior); (II) quotas nas emissões; (III) geração de eletricidade com fontes renováveis; e (IV) captura e armazenamento de carbono (CAC).

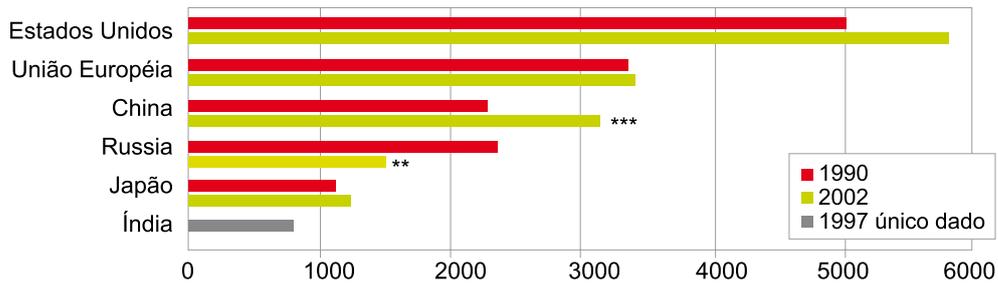
1.5.1 Quotas nas emissões

O mecanismo de quotas (*cap and trade*) é a base do conhecido Protocolo de Quioto. De maneira simplificada, atribui-se a cada país signatário um limite anual de emissões de CO₂, que é desagregado em quotas por setor e por empresa pelo próprio país. As empresas têm direito de negociar suas quotas, o que não só permite uma alocação eficiente destas, como sinaliza o custo econômico das emissões. Embora o Protocolo de Quioto seja bem concebido, sua eficácia foi severamente afetada pela não-participação dos Estados Unidos²¹ e pela isenção de quotas para países em desenvolvimento, incluindo emissores importantes como a China e a Índia.

²⁰ A distribuição do hidrogênio também é um problema complexo, pois ele tem baixa densidade em forma gasosa e só se liquefaz a temperaturas próximas do zero absoluto. Além disto, o hidrogênio queima sem chama visível, e requer cuidados especiais para armazenamento e manipulação.

²¹ Alguns estados americanos, liderados pela Califórnia, estão propondo legislação local para mecanismos de quotas semelhantes ao Protocolo de Quioto.

Gráfico 13: Emissões de CO₂ (milhões de toneladas)



1999, *2001 (os dados da China incluem Hong Kong)
 Fonte: UBFCCC

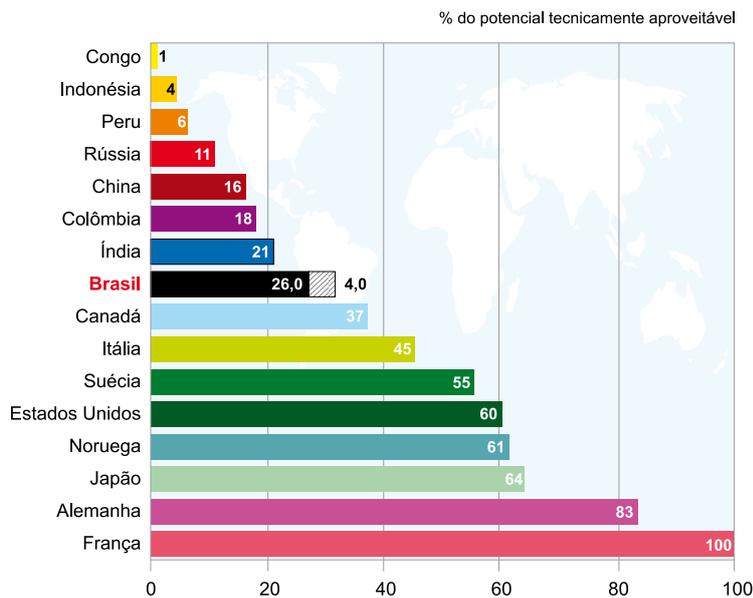
Com a recente mudança na opinião pública, discutida na seção 1.1.2, é possível que o mecanismo de quotas passe a ser adotado nos Estados Unidos (a Califórnia e outros estados americanos anunciaram iniciativas nesta direção) e em outros países, o que poderia levar à criação de um mercado global de emissões que seria o sucessor do Protocolo de Quioto.

1.5.2 Geração de eletricidade com fontes renováveis

As principais fontes renováveis para geração de energia elétrica são a hidroeletricidade, eólica e co-geração com biomassa.

A hidroeletricidade vem sendo usada desde as origens da indústria elétrica – por exemplo, o primeiro grande projeto de geração nos Estados Unidos, na última década do século 19, foi uma usina hidroelétrica na região das cataratas do Niágara. Como mostra o gráfico a seguir, os países industrializados já desenvolveram a maior parte de seu potencial hidroelétrico, e é pouco provável que o restante seja utilizado;²² nos países emergentes, por outro lado, ainda há um grande potencial a ser desenvolvido.

Gráfico 14: Potencial hidroelétrico



Fonte: MME, 2006

²² Entre as razões, está a preservação dos rios para uso turístico, alto custo da terra que seria inundada e outros.

Apesar da hidroeletricidade ser um recurso renovável, abundante e competitivo para muitos países, entre os quais se destaca o Brasil, ela enfrenta uma forte oposição por parte de grupos internacionais. Isto resultou, por exemplo, na paralisação de financiamentos do Banco Mundial para hidroelétricas por mais de uma década; e na quase impossibilidade de se obter créditos de carbono no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto para projetos hidroelétricos de maior porte.

A energia eólica é atualmente a fonte renovável com taxa elevada de crescimento anual. Ela tem como atrativos o potencial abundante e custos de instalação decrescentes ao longo do tempo. Entretanto, ela ainda não é competitiva; os Estados Unidos subsidiam suas eólicas em cerca de 18 US\$/MWh. Outras dificuldades para a maior disseminação desta energia incluem a necessidade de geração complementar (muitas vezes termoeétrica), devido à variabilidade dos ventos; e oposição estética às *wind farms*.

Finalmente, a co-geração a biomassa vem despontando como fonte de grande potencial, podendo ser realizada com madeira, casca de arroz e outros resíduos. Atualmente, a co-geração mais viável comercialmente é a associada ao processamento da cana-de-açúcar no Brasil, que será discutida posteriormente.

1.5.3 Captura de carbono

Como visto na seção 1.3.2, o conflito mais acentuado entre segurança e meio ambiente está na geração de energia elétrica a carvão. A emissão das usinas a carvão, por exemplo, que estão sendo construídas ou planejadas pela China e Estados Unidos está estimada em 140 bilhões de toneladas de carbono, mais do que todo o CO₂ emitido desde que o carvão começou a ser queimado, em 1750.

Para aliviar esta preocupação, os Estados Unidos lideram as propostas de captura e de armazenamento de carbono (CAC). Trata-se de uma tecnologia que permite extrair o CO₂ no momento da queima do carvão e injetá-lo em depósitos subterrâneos, como poços de petróleo esgotados. Embora a CAC seja atraente em termos técnicos, a preocupação com este esquema é de que, na prática, estão sendo construídos milhares de MWs de usinas a carvão convencionais, com a *promessa* de convertê-las para a tecnologia CAC no futuro (usinas *capture ready*).

Quadro 2: A aliança carvão e hidrogênio

A aliança carvão e hidrogênio

Nos Estados Unidos, a estratégia carvão/CAC está relacionada com a chamada "economia de hidrogênio". Como visto, a proposta é utilizar o hidrogênio em células de combustível veiculares, com benefícios tanto de segurança (não se usariam combustíveis importados) como ambientais (nenhuma poluição/emissão) em centenas de cidades. Também como já discutido, o ponto crítico deste esquema é a produção de hidrogênio a partir da energia elétrica. Se a eletricidade for gerada com combustíveis fósseis importados, estaria ocorrendo apenas uma transferência, tanto da insegurança de suprimento como das emissões, da área de transportes para a área de geração de eletricidade.

Neste ponto, aparece o carvão como fonte produtora local de eletricidade (o que,

no caso dos EUA, traria segurança de suprimento); e a CAC como mecanismo para suprimir as emissões (e assim resolver as preocupações quanto ao meio ambiente). A possibilidade de controlar o suprimento do carvão combinada com o forte componente tecnológico tanto da CAC como do hidrogênio (vantagem competitiva) pode explicar, em parte, o relativo desinteresse dos Estados Unidos pelos biocombustíveis, pois neste caso a vantagem competitiva estaria com países emergentes como o Brasil.

1.6 CONCLUSÕES

A insegurança energética em âmbito mundial deverá persistir ou até piorar, o que pressiona os preços do petróleo e do gás natural. Por sua vez, deverá haver maior pressão pública para medidas de mitigação ambiental, tais como a contratação compulsória de energias alternativas e mistura compulsória de biocombustíveis. Estas medidas deverão pressionar ainda mais os preços da energia.

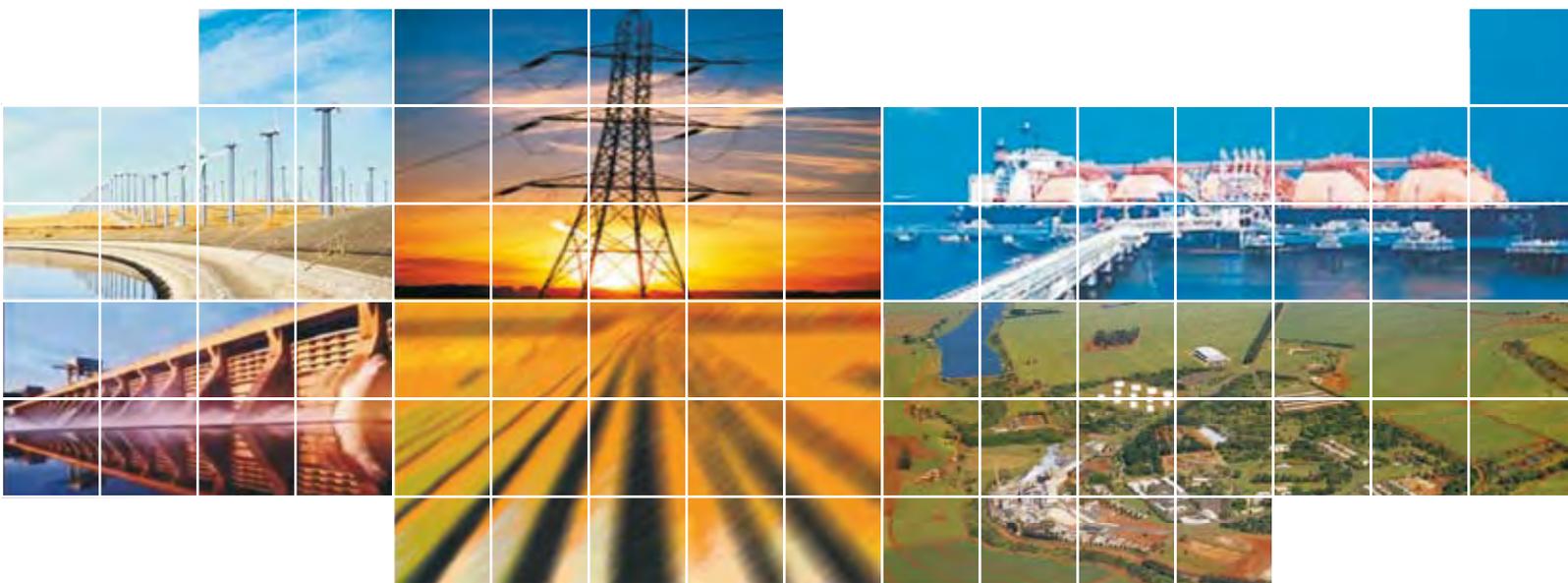
Todos estes aumentos deverão afetar diretamente os custos da indústria mundial, o que abre algumas **janelas de oportunidade** para a indústria brasileira:

- 1 Maior competitividade da indústria nacional frente a produtos importados, cujos preços deverão aumentar.
- 2 Maior competitividade dos setores industriais exportadores que usam energia elétrica.²³
- 3 Grande interesse de investidores internacionais em energia “limpa”, em especial nas áreas de etanol, de biodiesel e de bioeletricidade. A curto prazo, isto representará mais oportunidades para as indústrias de equipamentos.²⁴ A médio prazo, deverá haver uma integração maior dos setores industrial e agrícola, com a criação de uma indústria de bioenergia de grande potencial econômico para o País.

Estas oportunidades serão discutidas com mais detalhes nos próximos capítulos.

²³ Como será visto, em mais detalhe, os preços da eletricidade de um país estão associados aos preços de produção local, não aos custos de oportunidade dos mercados internacionais. Como a geração no Brasil é de base hidroelétrica, os custos locais ficarão relativamente menores com o aumento do custo de geração internacional. A vantagem não ocorre para os insumos industriais baseados no petróleo e gás natural, pois o preço dos mesmos deverá acompanhar os valores internacionais.

²⁴ Por exemplo, um dos destaques do jornal Valor de 6/9/2006 é “Avanço da cana eleva os investimentos das indústrias de base”.



2 BRASIL: PERSPECTIVAS DE SUPRIMENTO 2007-2011

2.1 ENERGIA ELÉTRICA

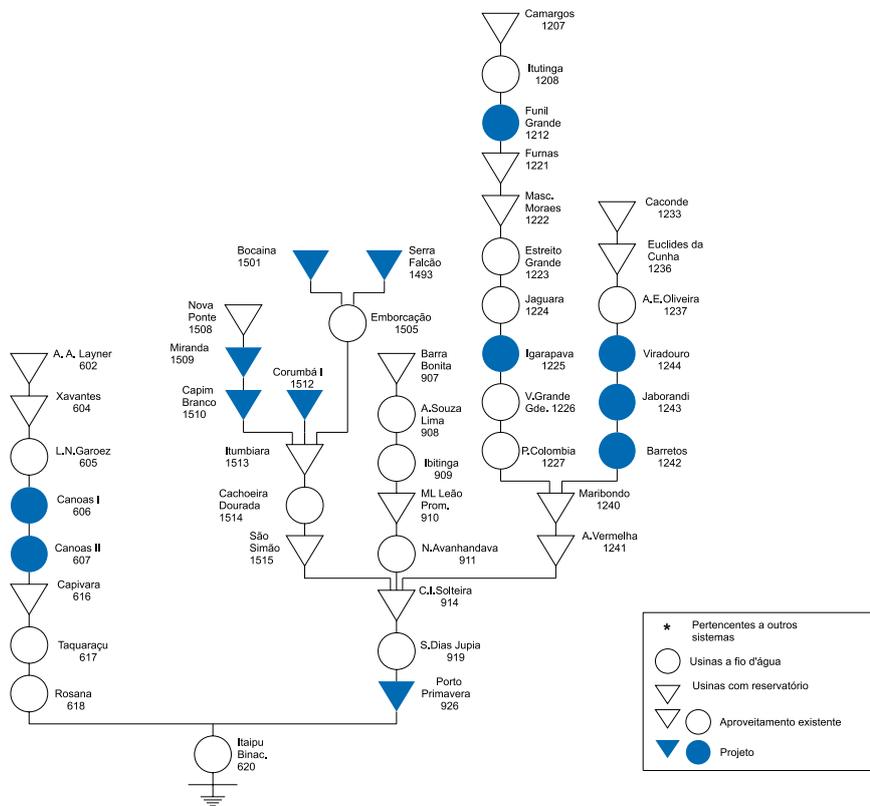
2.1.1 Produção

A capacidade geradora de energia elétrica instalada no Brasil é 92 mil MW.²⁵ Em 2005, foram gerados em média 46 mil MW de potência (400 milhões de kWh); o consumo máximo no ano foi cerca de 60 mil MW. Esta energia corresponde a 55% da produção da América do Sul, e equivale à de países como a Itália e o Reino Unido.

Cerca de 85% da capacidade instalada no Brasil provêm de usinas hidroelétricas; os 15% restantes provêm de geração termoeletrica. As fontes principais de geração térmica são: gás natural, carvão, nuclear e óleo. Duas novas fontes estão sendo introduzidas nesta matriz: geração eólica (cerca de mil MW entrando em operação nos próximos dois anos) e de co-geração a biomassa (900 MW em construção, 500 MW contratados para 2009). Será visto que a co-geração a biomassa tem o potencial de se tornar uma das principais fontes de geração no País, nos próximos dez anos.

As usinas hidroelétricas localizam-se em várias bacias hidrográficas, distribuídas em todas as regiões brasileiras. Além disso, em geral, é econômico²⁶ construir várias usinas em um mesmo rio (usinas em "cascata"). A figura a seguir mostra diagrama esquemático das usinas hidroelétricas na região sudeste.

Figura 1: Diagrama esquemático das usinas hidroelétricas na região sudeste



²⁵ Fonte: ONS 2005 – Inclui Itaipu e importação da Argentina, e refere-se ao Sistema Interligado. Não inclui auto-produção in situ.

²⁶ O desenvolvimento de usinas em um mesmo rio permite multiplicar os benefícios dos reservatórios. Por exemplo, o mesmo m³ de água defluente de uma usina a montante pode ser usado para gerar energia não só na própria usina como em todas as outras usinas a jusante. Além disto, se forem desenvolvidos vários projetos numa mesma época, é possível compartilhar infra-estrutura de acesso aos canteiros da obra, reduzir o uso de equipamentos de construção e dar economia de escala à rede de transmissão que escoar a energia produzida.

2.1.3 Balanço estrutural oferta x demanda

Se o sistema gerador brasileiro fosse composto de usinas térmicas, o balanço de oferta x demanda seria feito comparando a potência total instalada dos geradores com a potência máxima consumida. Não seria necessário fazer balanços com o consumo médio, pois se as térmicas conseguem suprir o consumo máximo, elas conseguiriam, com maior facilidade, atender o consumo médio.

Entretanto, quando há usinas hidroelétricas, esta comparação é um pouco mais sutil. Embora uma usina hidroelétrica possa produzir sua potência máxima nas horas de maior consumo em cada dia, ela não pode gerar sua capacidade máxima de maneira permanente, ou sustentável. A razão é que a produção de energia de uma hidroelétrica depende das vazões dos rios, que variam ano a ano. Portanto, é inevitável que a produção de energia da hidroelétrica em um ano seco seja inferior à de um ano molhado. Em outras palavras, uma usina hidroelétrica capaz de atender o consumo máximo não necessariamente consegue atender o consumo médio.

Em outras palavras, a capacidade de produção sustentável de energia de um sistema termoelétrico é diferente da capacidade de um sistema hidroelétrico, mesmo que a potência instalada de ambos seja idêntica. Portanto, o primeiro passo de um balanço de oferta x demanda é “traduzir” as potências de cada gerador, hidroelétrico e térmico, para uma base comum, que possa ser comparável. No setor elétrico brasileiro, esta base é a energia firme. De maneira simplificada, a energia firme de uma usina é a potência média que ela conseguiria produzir se ocorresse novamente a pior seca já observada no passado (o registro histórico de vazões tem 80 anos).²⁹ Como referência, a energia firme de uma hidroelétrica típica é 55% de sua potência; a de uma térmica de ciclo combinado a gás natural, 92%; e de uma usina eólica, 30%.

Se a energia firme total (soma das energias firmes de todos os geradores existentes e planejados para um determinado ano) exceder o consumo médio previsto para aquele mesmo ano, isto significa que o critério de segurança foi atendido – o suprimento seria garantido mesmo que ocorresse a pior seca observada na história.

Se, por outro lado, a energia firme total for inferior ao consumo médio, isto não significa que haverá racionamento – somente significa que haveria racionamento se ocorresse a pior seca da história. Dependendo da diferença entre energia firme e consumo, o atendimento ainda poderia estar garantido se ocorresse a segunda pior seca, ou a terceira, e assim por diante.

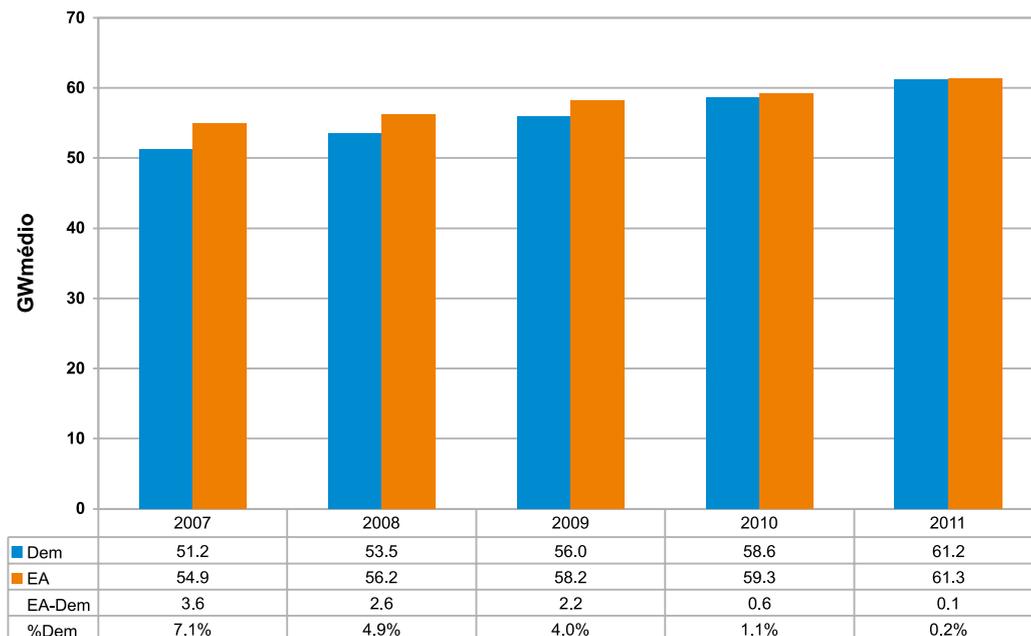
Muitas das declarações contraditórias que se observam na imprensa (um determinado agente declara que haverá racionamento em 2008; o representante do governo retruca que não há a menor possibilidade de ocorrer problema) têm como origem uma confusão conceitual entre o que significa não atender o balanço de energia firme e a probabilidade de ocorrer um racionamento.

²⁹ A partir dos anos 1980, o conceito de energia firme foi aperfeiçoado para o de energia assegurada, que é a potência média que pode ser produzida com 95% de confiabilidade, isto é, para cada mil anos de simulação operativa com diferentes cenários de vazões, somente 50 (5%) destes anos levariam a racionamentos. Como os registros históricos somente contêm 80 anos de vazões, o cálculo da energia assegurada requer a criação de milhares de cenários alternativos de vazões, produzidas por modelos estocásticos de afluições. Para os objetivos deste texto, os conceitos de energia firme e assegurada são equivalentes.

³⁰ Um GW médio corresponde a mil MW médios.

A figura a seguir compara a oferta de energia firme, em GW médios,³⁰ com a demanda projetada para os anos de 2007 a 2011. Todos os valores de oferta (geradores existentes e cronograma de entrada de novos geradores) foram extraídos do Plano Mensal de Operação (PMO) de Janeiro de 2007, publicado pelo Operador Nacional do Sistema. Os valores de consumo médio também foram extraídos do PMO; eles correspondem a um aumento anual de 4,8%, resultante de taxa de 4% de crescimento do PIB.

Gráfico 15: Oferta de energia firme em GW médios x Demanda projetada para os anos de 2007 a 2011



1 Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.

2 Requisito de Energia e Energia Assegurada de 2007= média entre os meses de janeiro e dezembro de 2007.

Balanco oferta x demanda (gás natural 100% disponível, sem atrasos na oferta)

Observa-se inicialmente que a energia firme em 2007 excede a demanda média em 3,6 GW médios. Como visto, isto significa que o critério de suprimento foi satisfeito, e, no caso, até excedido: a demanda seria atendida mesmo se aumentasse em 3,6 GW médios.

Um dado interessante é que boa parte deste excesso de oferta não resulta de investimentos em geração nos últimos anos; ele é consequência de grande redução da demanda, ocorrida pouco depois do racionamento de 2001/2002. Como todos ainda devem lembrar, o consumo de energia em todo o País, à exceção da região Sul, foi compulsoriamente reduzido em cerca de 6 GW médios (20% da demanda) durante o racionamento. Entretanto, ao final do racionamento, boa parte do consumo nunca voltou aos níveis anteriores. A razão é que houve grande investimento em eficiência energética por parte dos consumidores (compra de equipamentos industriais, troca de lâmpadas, etc.). Como consequência, o sistema gerador passou, da noite para o dia, de uma situação de escassez para uma de excesso de oferta. Este excesso vem sendo gradualmente absorvido com a entrada de novos consumidores, mas ainda persiste em 2007.

A figura anterior também mostra que oferta e demanda vão se ajustando gradualmente, até atingir o equilíbrio em 2011. É este tipo de ajuste que respalda as afirmações, por parte do governo, de que o suprimento de energia elétrica está assegurado até aquele ano.

2.1.4 Sensibilidade com relação à oferta

As preocupações com relação à segurança de suprimento não estão relacionadas com a metodologia de balanço de oferta e demanda, mas com algumas premissas sobre a oferta de energia firme nos próximos anos. Analisa-se, a seguir, o efeito de dois tipos de redução na oferta prevista: (I) indisponibilidade de gás natural para as usinas térmicas; e (II) atrasos nos cronogramas de entrada de usinas em construção.

Para facilitar a visualização dos impactos da redução de oferta, será usada a diferença entre a oferta e demanda. Como mencionado anteriormente, essa diferença estrutural deveria ser positiva ou nula; valores negativos indicam que é necessário aumentar a oferta estrutural. A figura a seguir mostra os mesmos resultados do gráfico anterior, mas em termo das diferenças. Como já comentado, este primeiro balanço sinalizaria uma tranquilidade de atendimento.

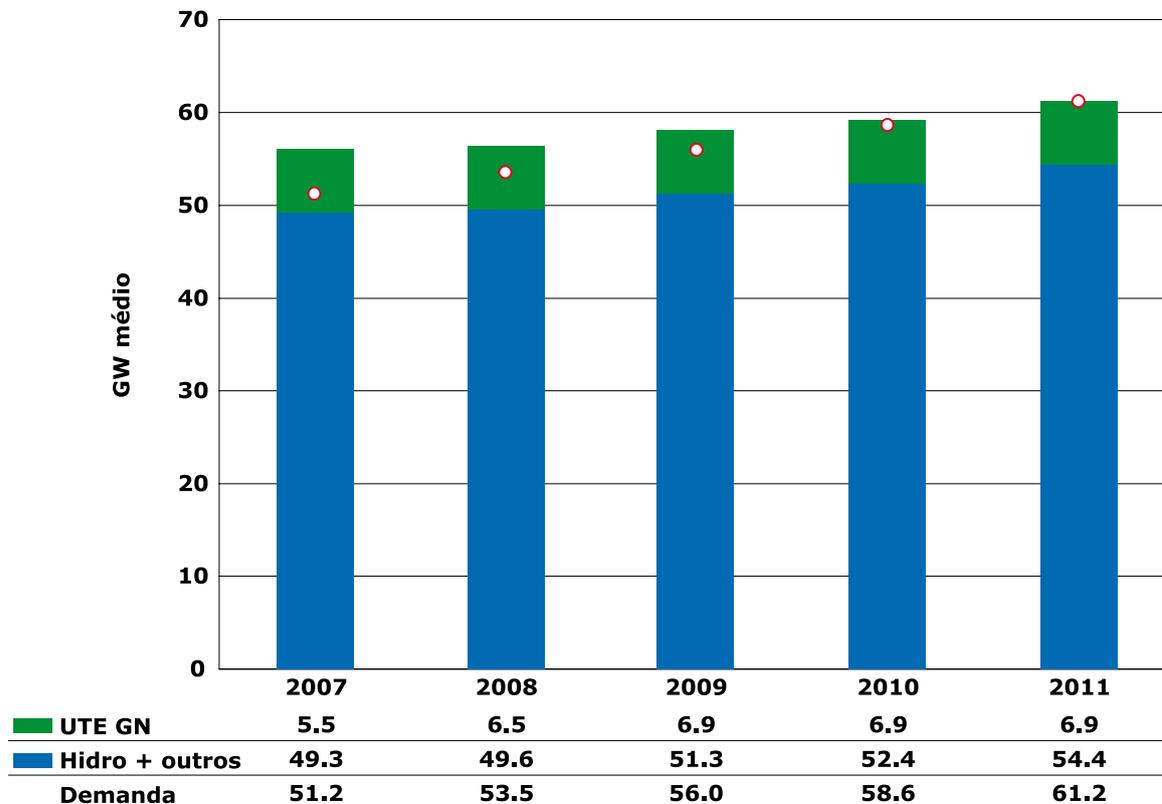
**Gráfico 16: Diferença estrutural oferta – demanda
(gás natural 100% disponível, sem atrasos na oferta)**



2.1.5 Restrições na disponibilidade de gás natural

A importância do gás natural para o setor elétrico pode ser melhor entendida por meio do gráfico a seguir, que mostra a mesma oferta dos balanços anteriores, mas destaca a contribuição de energia firme das térmicas a gás natural.

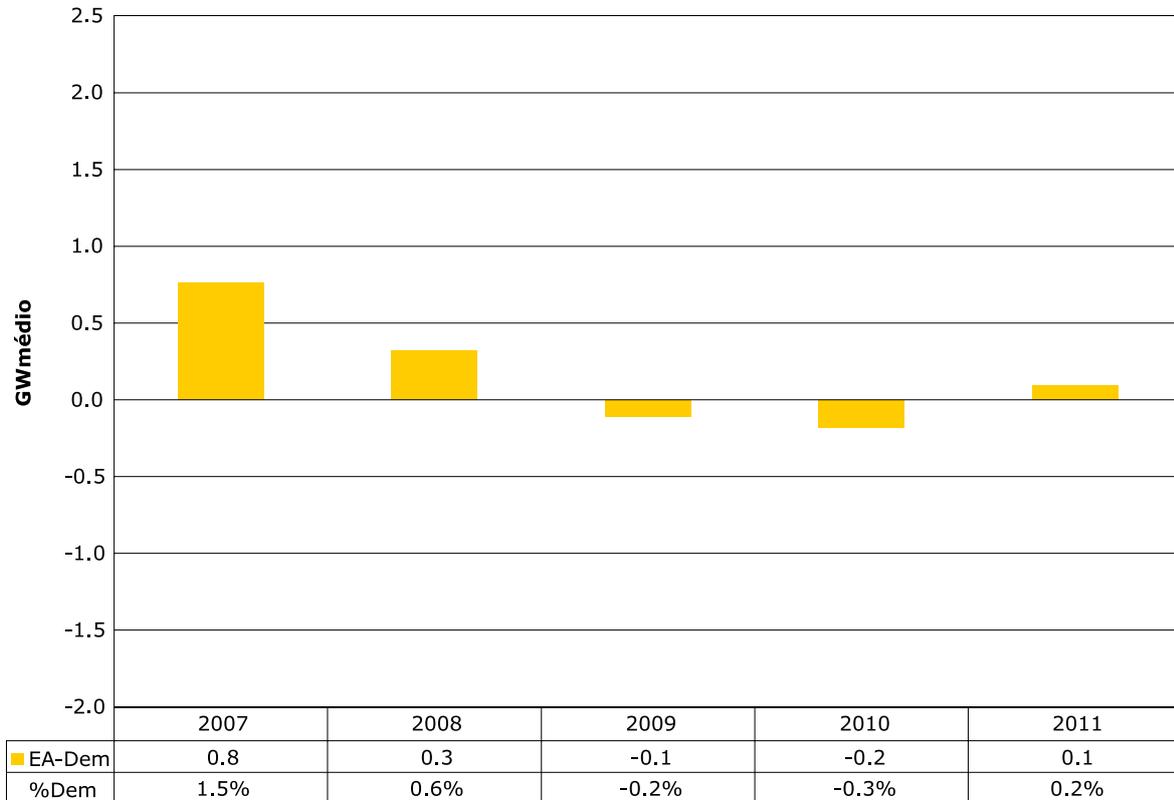
Gráfico 17: Importância da geração térmica a gás para a oferta de energia elétrica



Observa-se na figura que a energia firme destas térmicas tem importância crescente no “fechamento” do balanço de energia elétrica a partir de 2008. Entretanto, como mostra o balanço de oferta e demanda do gás natural que será discutido na próxima seção, há defasagens significativas na oferta de gás de 2007 a 2010. Se for dada prioridade ao atendimento do consumo de gás dos setores “não termelétricos” (indústria, gás veicular etc.), a oferta de energia firme das térmicas seria reduzida. O gráfico a seguir mostra o balanço de energia quando é descontado o efeito desta redução.³¹

³¹ O gás disponível para cada térmica foi reduzido, da menos eficiente para a mais eficiente, até que o déficit de gás fosse eliminado. A redução da energia firme das térmicas, em MW médios, foi: 2887 (2007); 2328 (2008), 990 (2009); e 272 (2010).

Gráfico 18: Diferença estrutural oferta – demanda (restrições no GN, sem atrasos na oferta)



Observa-se que o balanço, que estava fortemente projetado para 2007 e 2008 (excesso de oferta de 3,6 e 2,6 GW, respectivamente), passou a ficar mais “apertado”. Este balanço é possivelmente mais realista que o anterior, pois reflete os resultados do teste operativo das térmicas realizado em Dezembro de 2006.³²

2.1.6 Atrasos no cronograma de construção

A ANEEL publica periodicamente avaliação dos problemas ambientais das usinas previstas nos cenários de oferta. As usinas “verdes” não apresentam dificuldades; as “amarelas” têm alguns problemas ambientais; e as “vermelhas” apresentam sérios problemas ambientais.

A tabela a seguir mostra as usinas “amarelas” e “vermelhas” em Janeiro/2007. Em termos de energia firme, elas correspondem a uma parcela substancial da nova oferta prevista para 2010 e 2011: cerca de 2100 MW médios, dos quais 1600 MW médios de “amarelas” e 500 MW médios de “vermelhas”.

³² A necessidade de se ter uma visão o mais realista possível sobre a disponibilidade de gás para as térmicas motivou a ANEEL, em novembro de 2006, a orientar o ONS a retirar as mesmas dos cenários de oferta. O governo realizou em dezembro um teste operativo das térmicas, que confirmou as previsões da ANEEL.

Tabela 1: Situação ambiental das usinas em construção

Usina	UF	Potência (MW)	Data de entrada no PMO de Janeiro
BARRA BRAUNA	MG	39	jun-09
SALTO	GO	108	jul-09
SLT VERDINHO	GO	93	jul-09
SERRA DO FACÃO	GO	213	nov-10
SÃO SALVADOR	TO	241	jan-10
FOZ DO CHAPECÓ	RS/SC	855	set-10
UHEs LEILÃO 2005		777	A partir de 2009
UTES LEILÃO 2005		676	A partir de 2009
B. COQUEIROS	GO	90	out-10
BAU I	MG	110	mar-10
CACU	GO	65	out-09
MONJOLINHO	RS	67	fev-10
OLHO D'ÁGUA	GO	33	jul-09
ESTREITO TOC	TO/MA	1087	dez-10

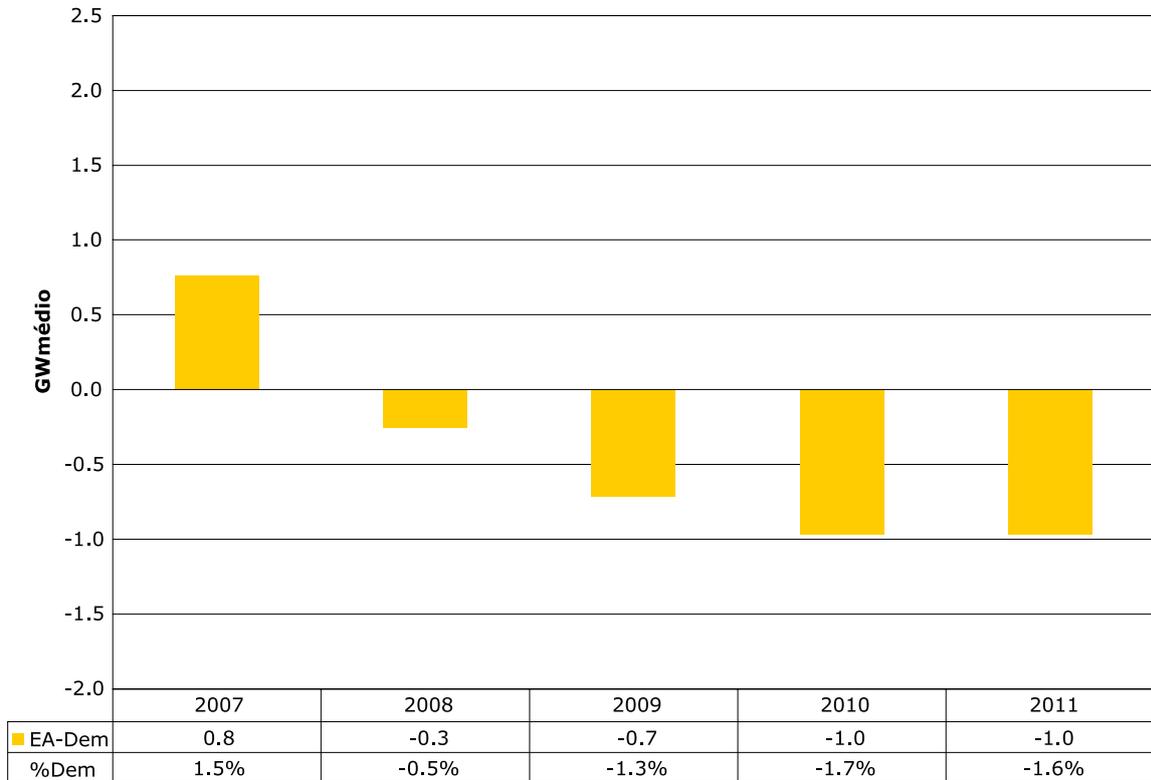
Fonte: (ANEEL, Janeiro de 2007)

Evidentemente, o fato de uma usina estar nesta lista não significa que ela não será concluída. Entretanto, a experiência mostra que a maior parte das usinas nesta situação apresenta atrasos no cronograma, o que foi representado supondo que as usinas "vermelhas" entrariam em funcionamento após 2011, fora do horizonte de análise.

Outra fonte potencial de atraso é o Proinfa, um programa de construção de 3300 MW de fontes renováveis (eólicas, PCHs e biomassa). As usinas do Proinfa foram contratadas em 2003 e deveriam ter entrado em operação no final de 2006. No entanto, essa data foi sucessivamente adiada para fins de 2007 e, posteriormente, para 2008. Dado que, de acordo com a ANEEL, somente 1800 MW dos 3300 MW previstos estão em operação comercial, reduziu-se em 40% a oferta do Proinfa considerada no balanço.

A figura a seguir representa o efeito conjunto das restrições de gás e da retirada das hidroelétricas "vermelhas", parte do Proinfa, no balanço de energia.

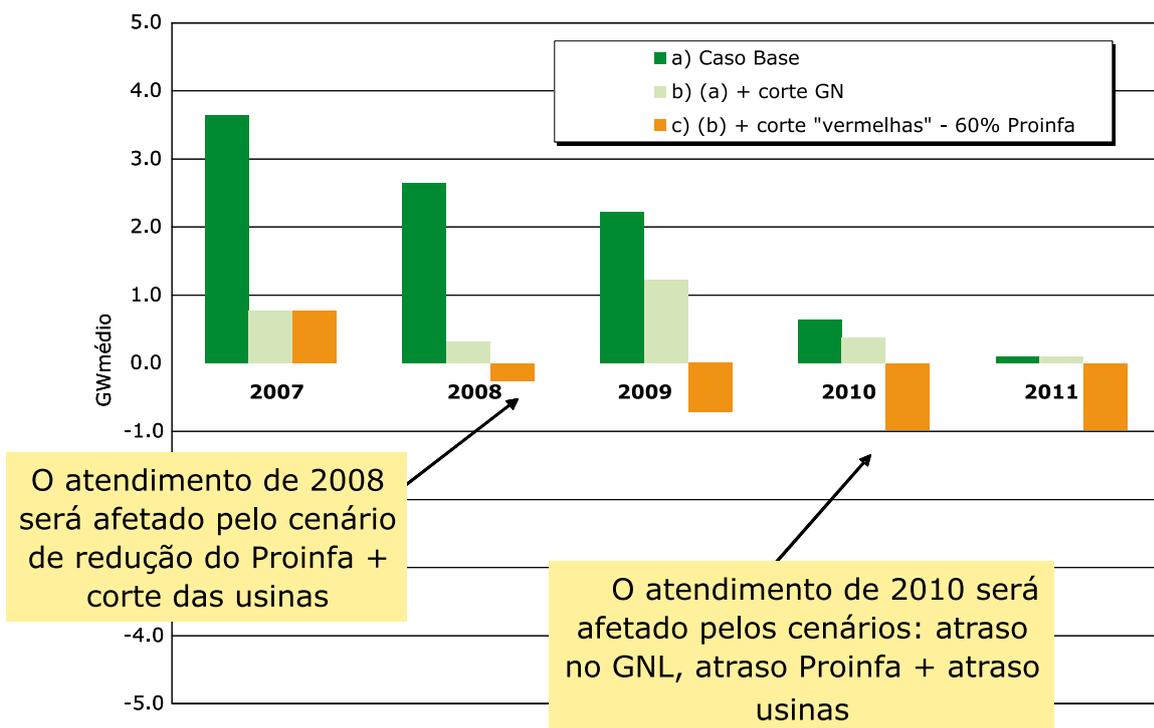
Gráfico 19: Diferença estrutural oferta – demanda (restrições no GN e atrasos na oferta)



Observa-se que os balanços ficarão negativos a partir de 2008, atingindo – 1 GW em 2010-2011.

A figura a seguir resume o efeito das análises de sensibilidade da oferta.

Gráfico 20: Resumo dos balanços de oferta (demanda de referência)



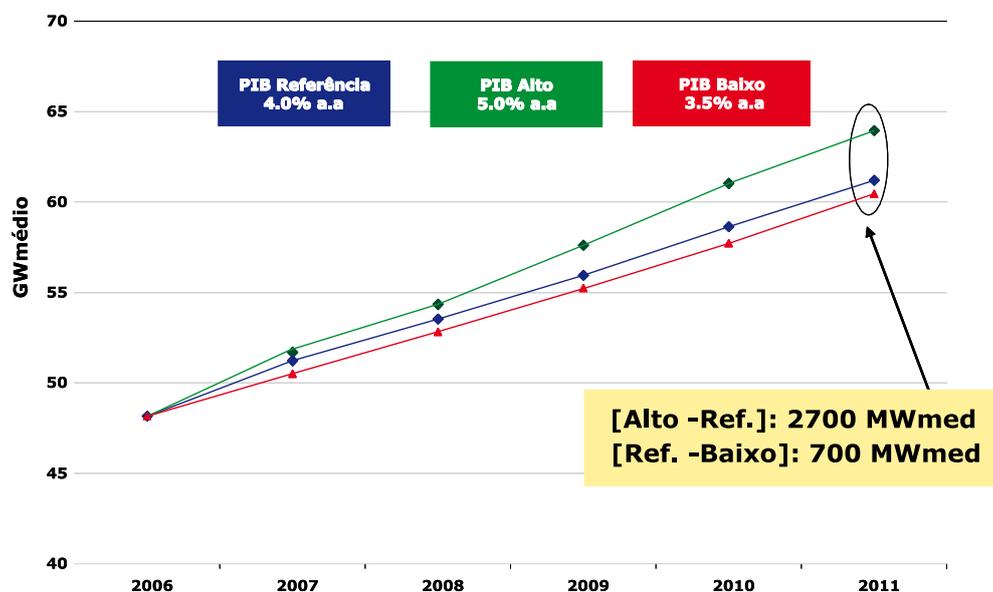
2.1.7 Sensibilidades com relação à demanda

As análises anteriores mostram que, se não houvesse restrições na oferta de gás ou atrasos nos cronogramas, a oferta contratada seria suficiente para atender à demanda resultante de crescimento de 4% do PIB.³³

Em janeiro de 2007, o governo anunciou um conjunto de medidas para aceleração do crescimento, o PAC. Embora não haja compromissos com essas metas, alguns economistas consideram viável taxa de 5%. Isto leva à questão da necessidade de nova oferta de energia caso este crescimento mais acelerado ocorra.

A figura a seguir mostra a evolução da demanda para três cenários de crescimento de PIB: "base" (4%), utilizado até o momento; "alto", correspondendo a um PIB de 5%; e "baixo", resultante de uma taxa de 3,5%.

Gráfico 21: Evolução da demanda para diferentes taxas de crescimento do PIB

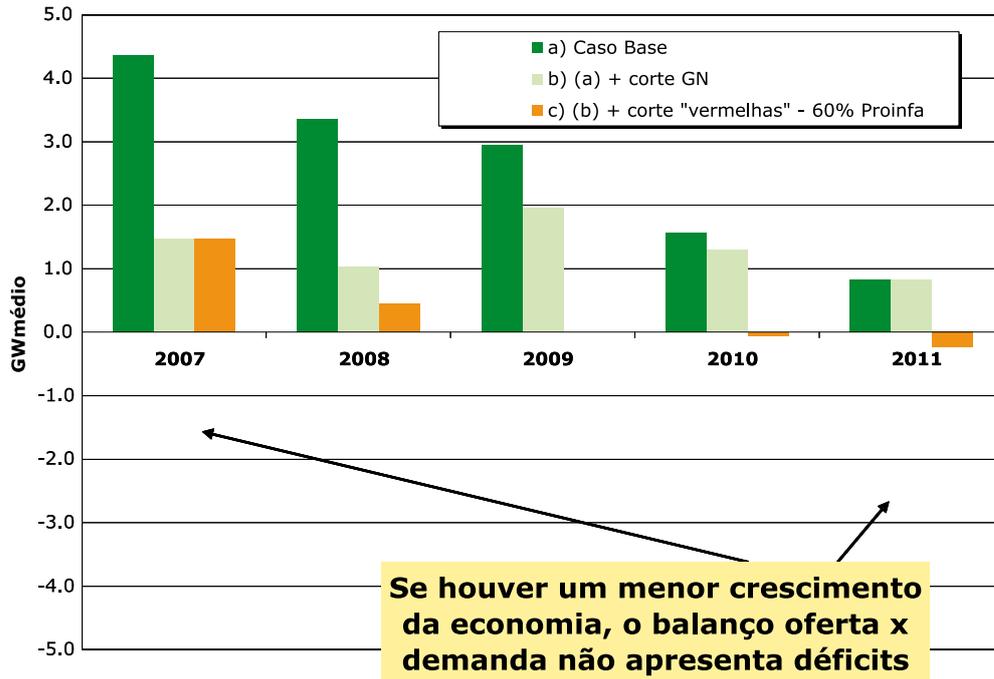


Observa-se que o efeito acumulado de diferenças na taxa do PIB é substancial. No caso de demanda alta (PIB cresce a 5% a.a.), haveria um incremento de 2700 MW médios na demanda prevista para 2011, em relação ao caso de referência (PIB de 4% a.a.). Para a hipótese de demanda baixa, haveria uma redução de 700 MW médios em relação ao previsto.

A figura a seguir mostra o balanço oferta x demanda para o caso da demanda baixa, e as três hipóteses de oferta (I) com gás pleno, sem atraso nas obras; (II) restrição de gás, sem atraso; e (III) restrição de gás, com atraso.

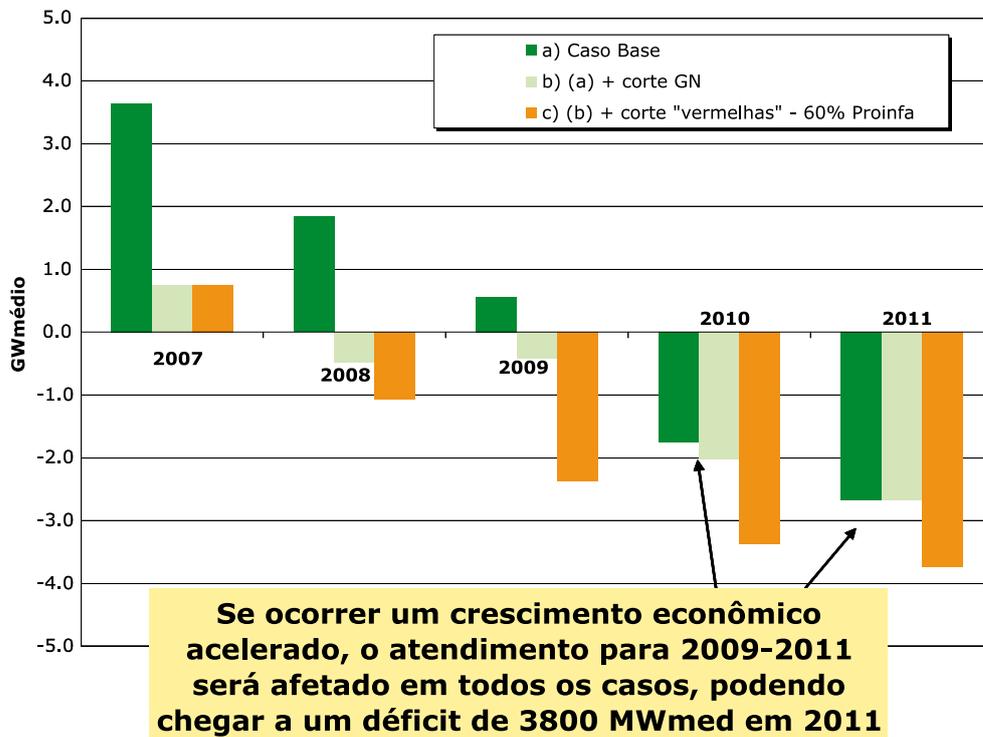
³³ Como visto, a taxa de crescimento da demanda é um pouco superior à do PIB. No caso de um PIB de 4%, a demanda crescerá 4,8%.

Gráfico 22: Resumo dos balanços de ofertas (demanda baixa)



Os balanços resultantes de um cenário de demanda alta são mostrados a seguir.

Gráfico 23: Resumo dos balanços de ofertas (demanda alta)



Conclui-se que, se o crescimento do PIB for maior que 4%, a oferta contratada já não seria suficiente, sendo necessário construir nova geração de energia. A regulamentação do setor elétrico prevê este tipo de reforço na oferta por meio dos chamados leilões A-3. O primeiro seria em 2007, para entrada em operação três anos depois, em 2010; e o segundo em 2008, para 2011.

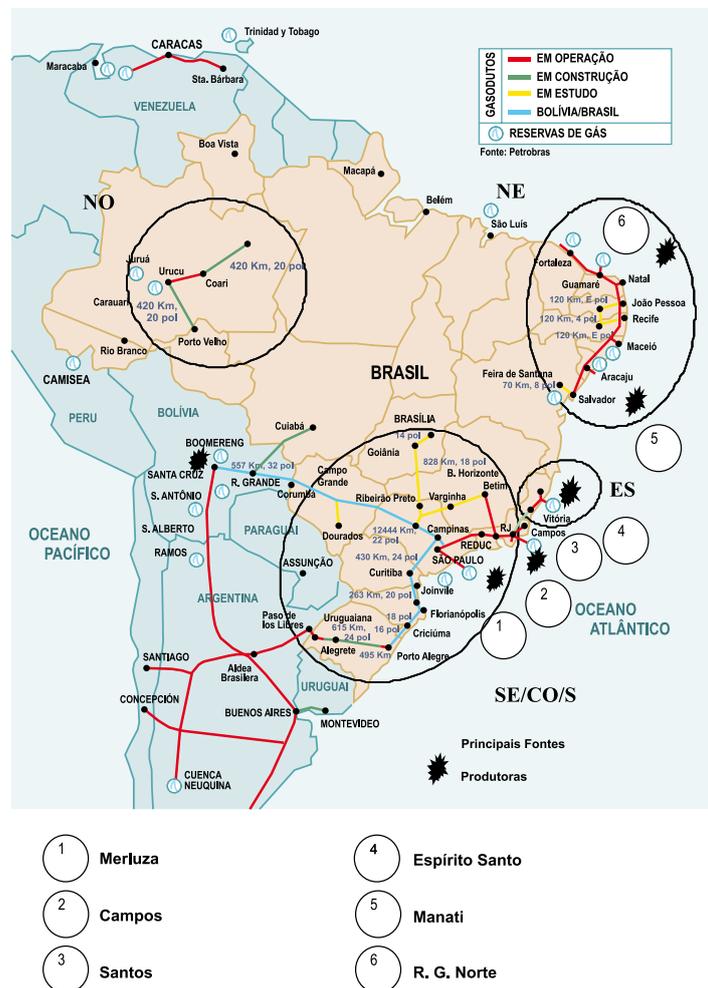
Observa-se também que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pela nova Lei do setor elétrico, tem como objetivo principal monitorar a evolução da oferta e demanda, e propor medidas preventivas e/ou mitigatórias no caso de dificuldades de suprimento. As reuniões do CMSE vêm sendo realizadas regularmente desde sua aprovação.

2.2 GÁS NATURAL

2.2.1 Produção local

A figura a seguir mostra a estrutura atual de produção do gás natural, composta de quatro macrorregiões, ainda não interligadas: (I) Sul/Sudeste/CO; (II) Espírito Santo, (III) Nordeste e (IV) Norte. Os principais campos de gás estão localizados na Bacia de Campos (Rio de Janeiro), Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Bahia. A partir de 2009, deverá entrar em produção o campo de Mexilhão, na Bacia de Santos.

Mapa 3: Estrutura atual de produção do gás natural



Quadro 3: Queima e reinjeção de gás

Queima e reinjeção de gás

A produção total de gás natural não é 100% disponível para venda ao mercado consumidor: existem perdas de gás natural em queima e durante o processo de produção. Adicionalmente, uma outra parte de gás é requerida para as atividades de Exploração e Produção (E&P) e reinjeção nos campos de gás para maximizar a produção de petróleo. A chamada "produção líquida" é o resultado da quantidade de gás produzido quando todas estas parcelas são descontadas da produção bruta.

Por exemplo, a produção bruta de gás natural no Brasil foi de 48,6 MMm³/dia em 2005. Como mostra a tabela abaixo, o montante disponibilizado foi de 55% desta produção (26,6 MMm³/dia).

MMm ³ /dia	2005	%Total
Produção Bruta	48.6	100%
(-) E&P	6.7	14%
(-) Queima e Perda	7.0	14%
(-) Reinjeção	8.2	17%
Produção líquida	26.6	55%

Fonte: ANP

2.2.2 Importações

A produção nacional é complementada por importações da Bolívia, por meio do gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol), de 30 MMm³/dia.³⁴ A partir de 2009, serão instalados terminais de regaseificação no Ceará e Rio de Janeiro, que permitirão a importação de GNL.

Quadro 4: O gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol)

O Gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol)

O projeto de colaboração energética entre Brasil e Bolívia existe desde a década de 1930. Ele começou a tornar-se realidade em 1992, quando a Petrobras assumiu a responsabilidade pelo gasoduto entre os dois países. O GasBol, iniciado em 1997, tem 3.100 km de extensão total, dos quais 2.600 km estão em território brasileiro. Ele tem dois trechos principais: o Norte, que vai da Bolívia até São Paulo, com cerca de 1.800 km (inaugurado em 1999); e o Sul, que vai daí até Porto Alegre, com 800 km (inaugurado em 2001). O investimento total foi cerca de US\$ 2 bilhões.

³⁴ Há também dois gasodutos internacionais para uso exclusivo de usinas térmicas: o gasoduto de Uruguaiana, proveniente da Argentina (2,8 MMm³/dia), para suprimento da térmica de Uruguaiana (500 MW), no Rio Grande do Sul; e um gasoduto especial da Bolívia (cerca de 3 MMm³/dia), conhecido como "gasoduto lateral", usado para suprir à usina térmica de Cuiabá. Como visto na seção sobre energia elétrica, a maior parte do suprimento de gás para Uruguaiana foi interrompida em 2004, devido às dificuldades de fornecimento naquele país. Em setembro de 2006, as atividades do gasoduto lateral também foram interrompidas, devido a problemas nas unidades de compressão de gás da Bolívia.

A Petrobras contratou com a YPFB da Bolívia um suprimento de gás de 30 MMm³/dia – capacidade máxima do GasBol,³⁵ o preço médio de 4,5 US\$/MMBTU,³⁶ correspondendo a um pagamento de US\$ 1,6 bilhões de dólares por ano, 20% do PIB da Bolívia. A YPFB, por sua vez, utiliza esta receita para pagar os produtores de gás na Bolívia, por meio de um contrato separado.

A meta original do governo boliviano era arrecadar 40% destes US\$ 1,6 bilhões, cerca de US\$ 640 milhões, em *royalties* e impostos, cobrados aos produtores de gás na Bolívia. Entretanto, como os produtores ainda estão amortizando os quase de US\$ 3 bilhões investidos, seu imposto nos últimos anos foi zero, o que reduziu a arrecadação prevista de 640 para aproximadamente de 340 milhões de dólares.³⁷ A melhora desse panorama foi a principal motivação da lei aprovada ainda no governo Mesa, que criou uma espécie de imposto de “lucro presumido” de 50%, aumentando o montante recolhido em quase de US\$ 400 milhões, o que “zera” o déficit fiscal do País. O objetivo do governo Morales, ao aumentar esse mesmo imposto para 82%, foi o de arrecadar mais ou menos de US\$ 450 milhões adicionais que serão utilizados nos seus programas de governo.

O objetivo das negociações atuais da Bolívia com a Petrobras é ajustar o preço do contrato em cerca de 10%, para 5 US\$/MMBTU, mesmo valor acordado com a Argentina. Este aumento, se aceito pelo Brasil, aumentaria a receita da Bolívia em US\$ 160 milhões, e a arrecadação do governo em pouco mais de US\$ 100 milhões, montante bem inferior aos US\$ 850 milhões já alcançadas com o aumento de impostos dos produtores de gás da Bolívia.

Do exposto acima, conclui-se que a possibilidade de uma interrupção política do suprimento do GasBol é relativamente pequena. Como a Bolívia já conseguiu dos produtores um aumento substancial de receita, o benefício incremental de um ajuste contratual com o Brasil seria pouco significativo, comparado com o risco de perder uma receita de 20% do seu PIB se houver corte de suprimento.

Por outro lado, é possível que a Bolívia tenha dificuldades para cumprir parte de seus compromissos contratuais por limitações na capacidade de produção de gás. A Bolívia tem hoje 40 MMm³/dia contratados: 30 com o GasBol, 2,3 com Cuiabá, e 7,7 com a Argentina. Entretanto, a capacidade de exportação do país, descontados o consumo interno e as perdas, é estimada em 34 MMm³/dia.³⁸ Esta diferença de 6 MMm³/dia entre o volume contratado e a capacidade de exportação não tem sido sentida porque, por coincidência, a capacidade de importação total do Brasil e da Argentina também está reduzida em 6 MMm³/dia.³⁹ Além disto, se não forem retomados os investimentos nos campos de gás da Bolívia, poderá haver, a partir de 2008, um declínio de cerca de 5% por ano na produção de gás do país.

³⁵ Devido a restrições de transporte no Brasil, a importação está limitada a 26 MMm³/dia. Esta restrição será eliminada com a entrada em operação do gasoduto Campinas-Japeri, prevista para 2007.

³⁶ Valores de setembro/2006, atualizado trimestralmente com base em uma cesta de óleos. Os primeiros 16 MM³/dia têm um preço de 3,7 US\$/MMBTU; os 14 MM³/dia restantes têm um preço 20% maior, cerca de 4,5 US\$/MMBTU; a média ponderada é 4,1 US\$/MMBTU. Adicionalmente, a Petrobras paga à Bolívia cerca de 0,4 US\$/MMBTU pelo transporte na Bolívia.

³⁷ Todos os valores estão referidos aos preços atuais do gás. Na época do governo Mesa, o preço do gás e, portanto, o montante arrecadado, era menor.

³⁸ Fonte: GasEnergy.

³⁹ Estas restrições são causadas por limites de transporte nos gasodutos internos dos países. A restrição de importação do GasBol é cerca de 4 MMm³/dia (26 dos 30 MM³/dia contratados); a da Argentina, 1,7 MMm³/dia (6 dos 7,7 MMm³/dia contratados), somando 5,7 MMm³/dia.

2.2.3 Transporte de gás

A rede de transporte de gás no Brasil ainda é pouco desenvolvida, com aproximadamente 8.500 km de extensão – como referência, a rede de transporte de gás dos Estados Unidos possui cerca de 450 mil km.

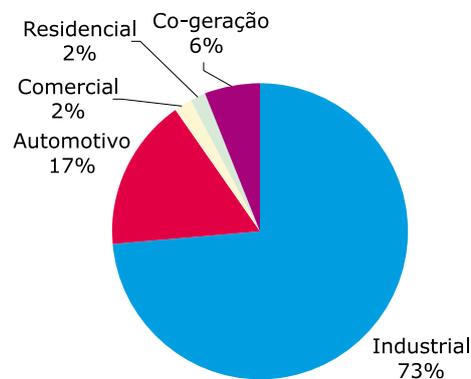
Duas empresas principais são responsáveis pelo transporte de gás no Brasil: a TBG (transportadora do gasoduto Brasil-Bolívia) e a Transpetro (transportadora de gás da Petrobras, responsável pela malha nacional de transporte de gás excluindo o transporte da TBG). Adicionalmente, a Gasocidente é a empresa que faz a operação do gasoduto lateral da Bolívia (dedicado ao suprimento de Cuiabá).

2.2.4 Consumo

Os principais consumidores de gás natural são: (I) “distribuidoras” (segmentos industrial, comercial, residencial, veicular (GNV) e co-geração); (II) refinarias da Petrobras; e (III) usinas termoelétricas.

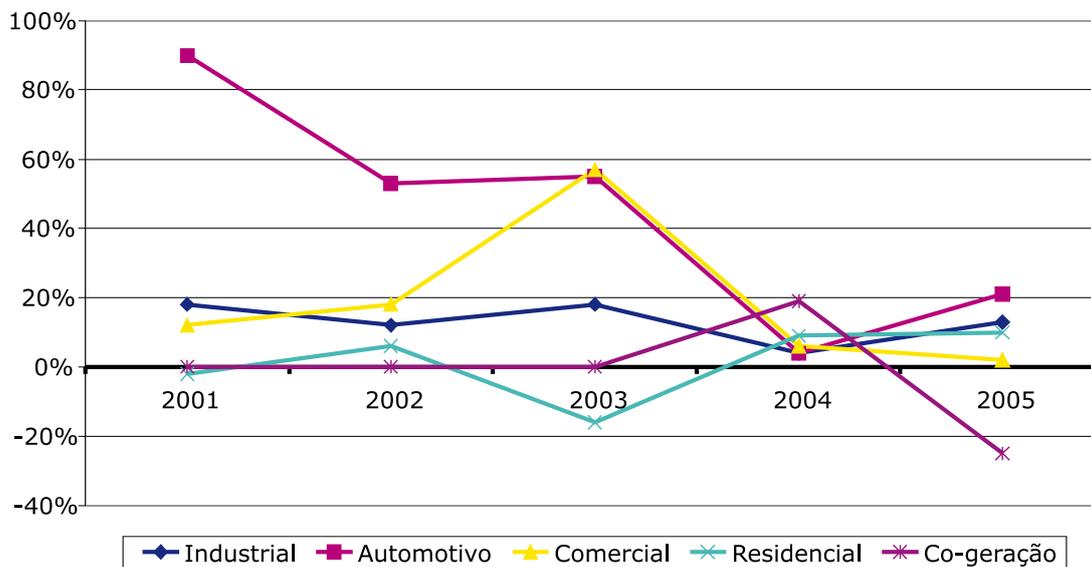
O gráfico a seguir mostra a composição do consumo das distribuidoras.⁴⁰ Observa-se que os principais segmentos são o industrial e veicular, com mais de 90% do consumo total.

Gráfico 24: Principais consumidores de gás natural



A previsão do consumo total de gás para o período 2007-2010, como é de se esperar, é dada pela soma dos consumos previstos para as distribuidoras, refinarias e termoelétricas. No caso das distribuidoras, as previsões baseiam-se em estudos da evolução do consumo de cada segmento (industrial, GNV, etc.) em cada região. Como pode ser visto na figura a seguir, há grandes oscilações nas taxas de crescimento históricas de cada segmento, típicas de um setor ainda em maturação.

⁴⁰ Média para o Brasil, 2005. Fonte: ANP.

Gráfico 25: Evolução do consumo total de gás no período 2001-2005

A previsão para o segundo grupo consumidor, as refinarias da Petrobras, provém dos planos estratégicos de ampliação das instalações da empresa.

O componente mais complexo da previsão, entretanto, é o consumo das termoeletricas. Como visto, a energia firme das hidroelétricas (que compõe 85% da capacidade de geração) é calculada para a pior seca da história. Como, na maior parte do tempo, as vazões afluentes são maiores do que esta pior seca histórica, conclui-se que as hidroelétricas podem produzir, também na maior parte do tempo, mais energia do que sua capacidade firme. Dado que o custo de produção dessa energia hidroelétrica "extra" é muito baixo, o Operador Nacional do Sistema tenta aproveitá-la ao máximo, reduzindo a produção das usinas termoeletricas. Em consequência, há grande variabilidade na energia termoeletrica produzida a cada ano, que pode variar desde zero – a térmica não é acionada – até um funcionamento "na base", onde a térmica funciona em plena carga ao longo de todo o ano.

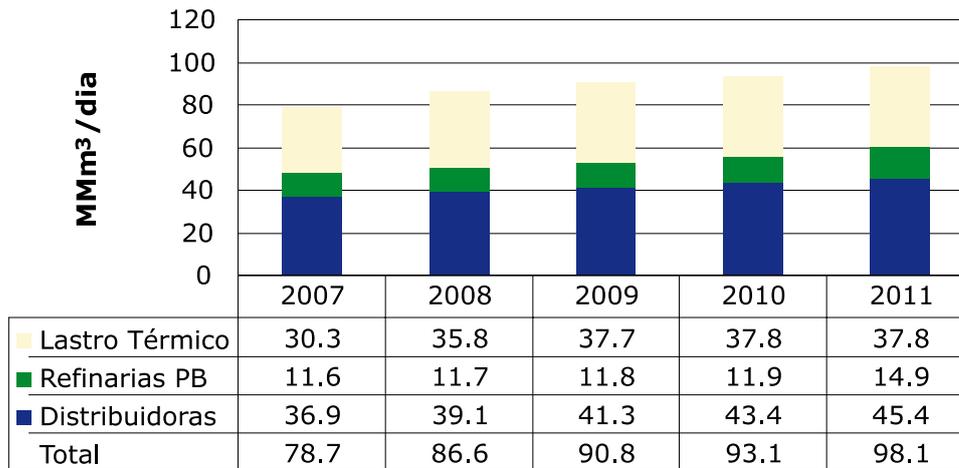
A solução adotada em todos os balanços de gás, incluindo os apresentados pelo governo, é usar como previsão de consumo de gás das térmicas o *valor máximo* que seria consumido se elas gerassem em sua capacidade máxima durante todo o ano.⁴¹ Esta premissa é razoável porque a regulamentação do setor elétrico requer que cada térmica tenha contratos com os produtores de gás que garantem o suprimento de combustível mesmo que a térmica opere permanentemente na capacidade máxima.

⁴¹ Isto é feito multiplicando a capacidade disponível de cada usina (descontadas as paradas por manutenção e falha) pela eficiência de consumo (m³ de gás/MWh produzido) e pelo número de horas do ano.

2.2.5 Balanço oferta x demanda

A figura a seguir apresenta a projeção de consumo total das distribuidoras, refinarias e compromisso contratual das térmicas para os anos 2007 a 2011. Observa-se inicialmente o forte crescimento da demanda por gás, que aumenta em 20 MMm³/dia no período. Também deve ser registrada a importância do consumo termoelétrico, de quase 40% do total em 2007.

Gráfico 26: Projeção de consumo total das distribuidoras, refinarias e compromisso contratual das térmicas para os anos 2007 a 2011



A tabela a seguir mostra a projeção de oferta de gás, incluindo produção local, importação da Bolívia e GNL.⁴²

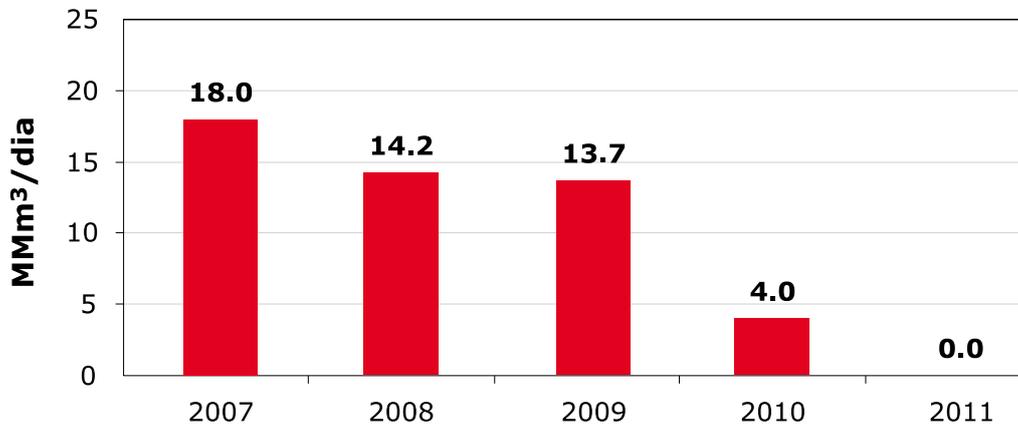
Tabela 2 – Projeção de oferta de gás

	(MMm ³ /dia)				
	2007	2008	2009	2010	2011
SUDESTE/SUL					
GNL	0.0	0.0	0.0	7.0	14.0
Campos	14.2	16.5	17.0	17.0	16.5
Merluza+Lagosta	1.3	1.5	1.9	1.9	1.9
Santos	0.0	0.0	1.9	7.6	9.9
Gasbol	28.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Total	43.5	48.1	50.8	63.5	72.3
ESPÍRITO SANTO					
Total	4.2	9.2	12.2	15.6	15.5
NORDESTE					
GNL	0.0	0.0	0.0	3.0	6.0
Oferta Local	16.0	15.2	14.2	15.6	14.0
Total	16.0	15.2	14.2	18.6	20.0
BRASIL					
Total	63.7	72.4	77.2	97.6	107.8

⁴² A Tabela não inclui a produção de GN da região Norte, Uruçu, que será dedicada à geração de gás natural nos sistemas de Manaus (gasoduto Coari-Manaus) e Rondônia.

O déficit de gás (diferença entre demanda e oferta) será mostrado a seguir. Observa-se que a defasagem é significativa de 2007 a 2009, e se reduz progressivamente com a entrada de nova produção do Espírito Santo e a chegada do GNL.

Gráfico 27: Déficit de gás (diferença entre demanda e oferta)

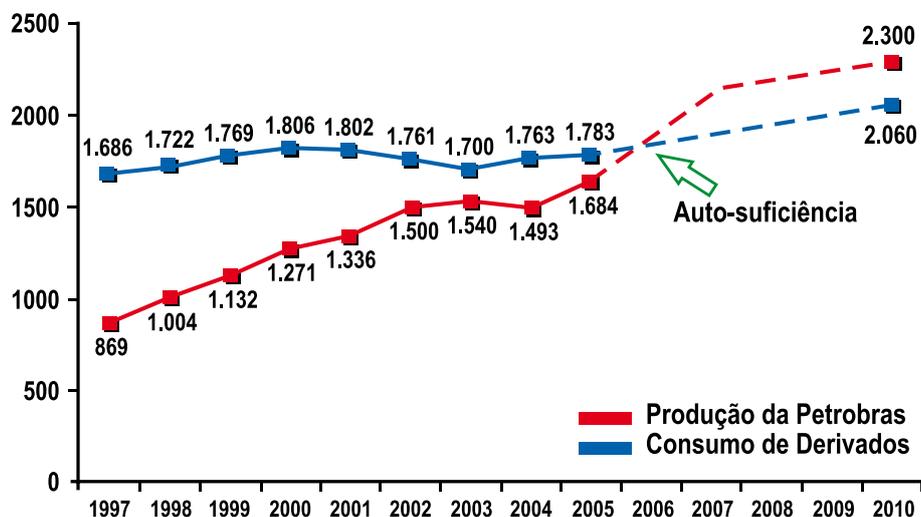


Se, como mostra a figura, há defasagem de 18 MM³/dia (2/3 da capacidade do GasBol) já em 2007, uma pergunta imediata é porque não está havendo um racionamento de gás. A resposta é que a demanda de gás está sendo reduzida de forma indireta, pela retirada de quase três mil MW de térmicas a gás da oferta de energia elétrica (ver seção anterior sobre suprimento de eletricidade).

2.3 PETRÓLEO

A figura abaixo mostra a evolução da oferta e demanda de petróleo de 1997 até 2006. Como é do conhecimento geral, o Brasil atingiu naquele ano a auto-suficiência em petróleo, resultado de quase trinta anos de esforços na prospecção e no desenvolvimento tecnológico.

Gráfico 28: Evolução da oferta e demanda de petróleo de 1997 até 2006



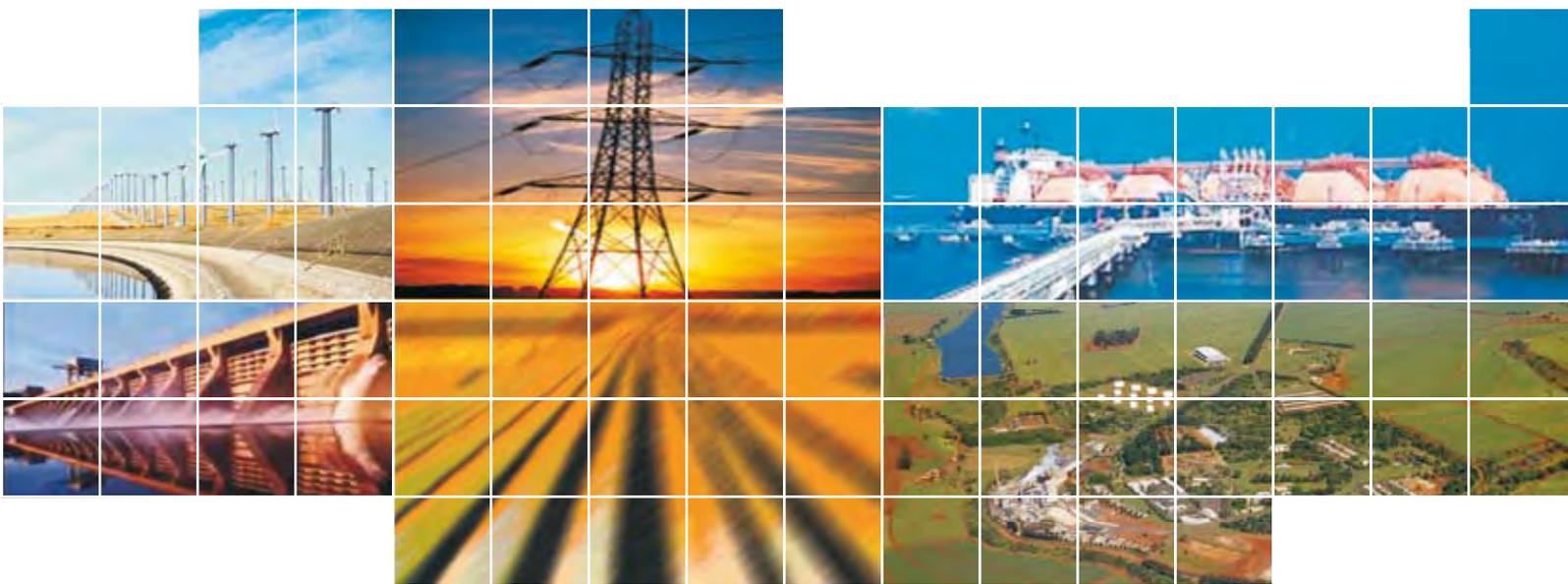
Para 2010, prevê-se superávit de 300 mil barris/dia (produção de 2,3 milhões e consumo de 2 milhões de barris/dia).

Para que esta projeção se realize, a Petrobras prevê a incorporação de 10,7 bilhões de barris às reservas, que passarão a totalizar 17,3 bilhões de barris em 2010. Isto equivale a 24 anos de uso para o consumo previsto para 2010, o que está dentro dos padrões internacionais.

O outro requisito, que seria a disponibilidade de caixa para investimentos, fica assegurado pelo próprio preço do petróleo. De acordo com o planejamento estratégico da Petrobras, 23 US\$/barril já garante taxa de retorno adequado. Cada um US\$/barril acima desta referência adiciona um bilhão de US\$ aos recursos operacionais da companhia em 2010.

2.4 CONCLUSÕES – ABASTECIMENTO 2007-2011

- **Eletricidade** – a oferta já contratada, mas ainda é inoperante, seria, em princípio, suficiente para atender crescimento de 4% do PIB de 2007 a 2011. Entretanto, esta oferta é afetada por restrições no suprimento de gás natural e atrasos no cronograma da construção de hidroelétricas e Proinfa. Se estas restrições/atrasos não forem sanados, haverá um desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda no final período (maior risco de apagão). Se o crescimento do PIB for maior do que 4%, a oferta contratada já não será suficiente, sendo necessário construir nova geração. A regulamentação do setor elétrico prevê este tipo de reforço na oferta através dos leilões A-3.
- **Gás natural** – há uma defasagem significativa entre oferta e demanda de 2007 a 2009. Esta defasagem está sendo controlada com a retirada de usinas térmicas a gás do setor elétrico. A entrada do GNL e dos campos do Espírito Santo são importantes para restaurar o equilíbrio de oferta e demanda no período;
- **Petróleo: situação favorável** – a disponibilidade de reserva, capacidade técnica/econômica e a situação favorável dos preços internacionais permitem prever que a auto-suficiência será sustentável.



3 ENERGIA NO BRASIL: OPORTUNIDADES

Apesar das dificuldades conjunturais de suprimento comentadas no capítulo anterior, o Brasil apresenta perspectivas energéticas excepcionais, destacando-se:

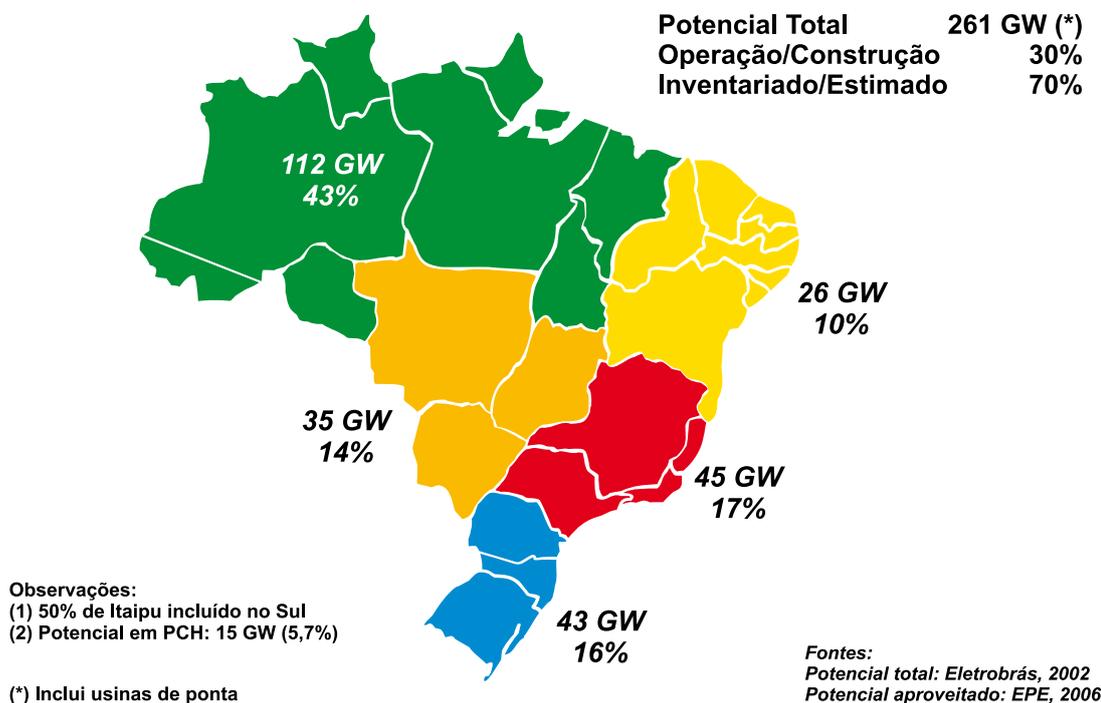
- **Participação de fontes renováveis** – a participação de fontes renováveis na matriz energética mundial é de 14%. No Brasil, este percentual é de 45%. Como será visto, há oportunidade de manter a participação das fontes tradicionais, em particular a hidroeletricidade e, ainda, aumentar substancialmente a participação de novas fontes renováveis e que são economicamente competitivas, tais como a co-geração a biomassa de cana-de-açúcar (bioeletricidade) e o biodiesel.
- **Integração dos setores energéticos** – o primeiro exemplo de integração é a bioeletricidade, que está transformando as usinas de açúcar e álcool em complexos de bioenergia, com produção integrada de açúcar, álcool, eletricidade, créditos de carbono e (em alguns casos) de biodiesel. O segundo exemplo é a integração dos setores de infra-estrutura e a produção de eletricidade e gás. Como será visto, a rede de transmissão e os reservatórios das usinas hidroelétricas podem ser usados como infra-estrutura virtual de transporte e de armazenamento de gás natural.
- **Segurança energética e integração regional** – conforme destacado no primeiro capítulo, a vulnerabilidade energética é uma das grandes preocupações dos países industrializados. O Brasil encontra-se em situação quase ideal de segurança energética, com auto-suficiência em petróleo, gás natural e produção de energia elétrica. Esta segurança pode, e deve, ser usada para promover a integração energética da região, por meio de um novo modelo institucional e comercial que otimize os benefícios econômicos e permita, ao mesmo tempo, reduzir os riscos geopolíticos pela diversificação das parcerias. A posição geográfica do País e a possibilidade, já mencionada, de integrar as redes de eletricidade e gás, permite que o Brasil se transforme em pólo importante deste processo de integração.

A combinação destes fatores tornam o País bastante atraente para investimentos externos e possibilitam o aumento da competitividade da indústria. Naturalmente, transformar estas oportunidades em realidade é tarefa complexa, e traz desafios importantes nas áreas de política econômica, desenvolvimento institucional e política ambiental.

3.1 ENERGIA HIDROELÉTRICA

O potencial hidroelétrico do Brasil é de mais ou menos 260 mil MW de potência, dos quais 180 mil MW ainda podem ser aproveitados. Como mostra a figura abaixo, a maior parte do potencial remanescente (40%) está na região Norte; no outro extremo, em contraste, a região Nordeste é a que tem menos recursos.

Mapa 4: Potencial hidroelétrico do Brasil



Além do grande potencial para geração de eletricidade, a energia hidráulica tem vantagens reconhecidas, como ser renovável e estar entre as opções mais econômicas. Entretanto, a hidroeletricidade exerce outros papéis fundamentais:

- 1 uso da flexibilidade da produção hidroelétrica para integrar ao sistema a produção de fontes de energia sazonais (por, exemplo biomassa) (ver seção de biomassa) ou intermitentes (por exemplo, eólica);
- 2 uso da rede de transmissão e dos reservatórios das usinas hidroelétricas como *infra-estrutura* virtual de transporte e armazenamento de gás natural (ver seção de gás natural).
- 3 uso da sinergia entre geração hidroelétrica e térmica para reduzir os custos operativos e aumentar a confiabilidade global de suprimento (ver Box a seguir).

Quadro 5: Sinergia hidrotérmica

Sinergia Hidrotérmica

A geração termoelétrica do Brasil não foi construída por falta de opções hidroelétricas, e sim porque a solução mais econômica para o consumidor é ter um *mix* dos dois tipos de geração. A razão é que o sistema hidroelétrico é projetado para assegurar o atendimento da demanda mesmo que ocorra uma seca comparável à pior já observada nos últimos 80 anos.⁴³ Como uma seca desta severidade é, por definição, pouco provável, significa que na maior parte do tempo as usinas hidroelétricas podem produzir energia acima deste nível “assegurado”. O Operador Nacional do

⁴³ Por simplicidade de apresentação, estamos nos referindo a um critério de planejamento, “energia firme”, que não é o utilizado atualmente no setor elétrico. Entretanto, o conceito básico de suprir o sistema mesmo que ocorram secas severas é preservado na nova metodologia.

Sistema (ONS) aproveita ao máximo esta geração hidrelétrica adicional, reduzindo a produção das usinas termoelétricas e, portanto, economizando combustíveis. Como mostrado no exemplo a seguir, a consequência final desta otimização é a redução do custo da energia termoelétrica para o consumidor.

Supondo que o custo de investimento de uma termoelétrica seja 70 R\$/MWh, e que seu custo unitário de operação seja 80 R\$/MWh. Se a usina for inflexível, isto é, se tiver de produzir energia continuamente, o custo para o consumidor será a soma dos custos de investimento e operação, $70 + 80 = 150$ R\$/MWh. Entretanto, se a usina for flexível, ela poderá substituir sua geração pela energia adicional das hidroelétricas em cerca de 60% do tempo. Nesse caso, o custo médio de operação é dado pelo produto entre o custo unitário e a proporção do tempo em que a usina efetivamente está acionada. Nesse exemplo, o custo operativo médio é dado por $(80 \times 40\%) = 32$ R\$/MWh, assim o custo final para o consumidor passará a ser investimento [70 R\$/MWh] + custo médio de operação [32 R\$/MWh] = 102 R\$/MWh.⁴⁴ Em resumo, a flexibilidade operativa das térmicas “encaixa-se” muito bem com a variabilidade da produção hidrelétrica, com benefícios econômicos para o consumidor final.

3.2 GÁS NATURAL

Nos capítulos anteriores foi dito que, o gás natural vem sendo intensamente utilizado para geração de energia elétrica em todo o mundo. No Brasil, a capacidade instalada térmica a gás também cresceu rapidamente, e representa hoje a segunda fonte em capacidade, com sete mil MW instalados.

Entretanto, para que o crescimento da geração térmica a gás seja sustentável, é necessário equacionar alguns temas de suprimento e custo.

No que se refere ao suprimento de gás, as perspectivas são de relativa tranquilidade. As reservas comprovadas atualmente são de 306 bilhões de m³, e com as expansões previstas no plano estratégico da Petrobras, devem atingir 657 bilhões de metros cúbicos nos próximos anos, o que permite abastecer o mercado brasileiro por um período de 20 a 30 anos.⁴⁵

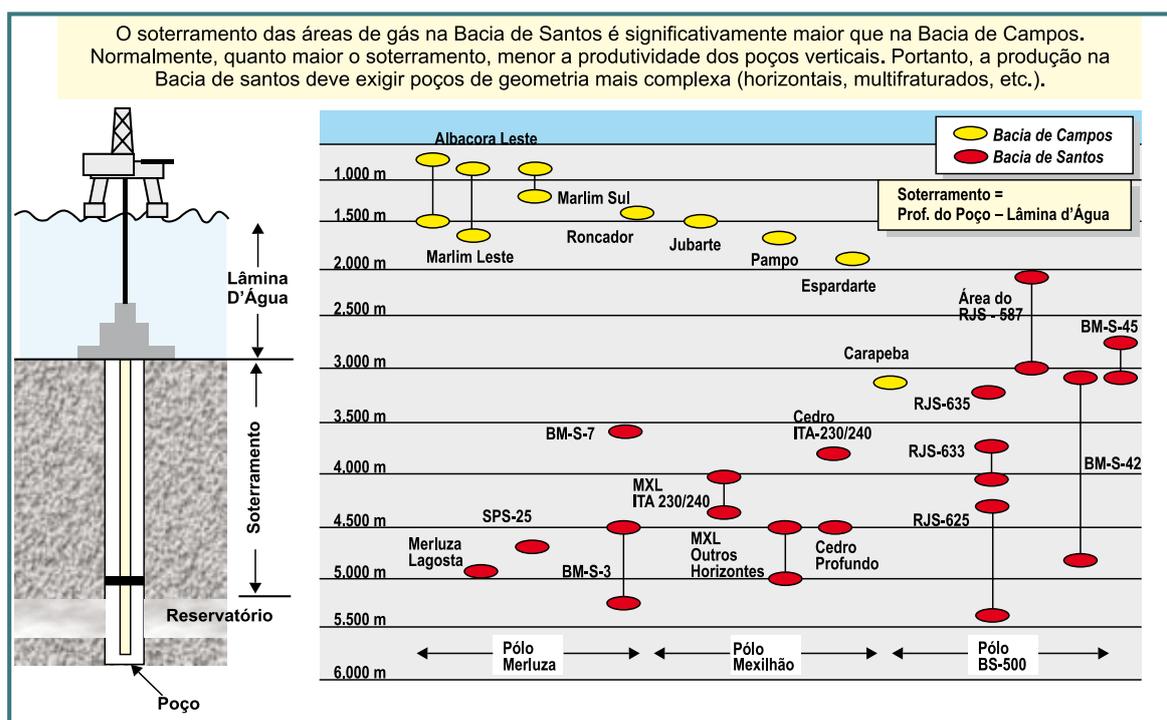
A preocupação maior está nos custos do gás. Cerca de 80% das reservas do País são de “gás associado” a jazidas de petróleo. Como o custo de desenvolvimento do petróleo é bem menor do que o do gás, e como os preços do petróleo estão bastante elevados, a estratégia comercial de maior retorno para o investidor é priorizar o desenvolvimento do óleo. Esta medida estava sendo adotada na bacia do Espírito Santo até ocorrer, há poucos meses, o redirecionamento estratégico para antecipar a produção de gás naquela região. Como consequência, deverá haver uma redução na rentabilidade da exploração, que será mais acentuada se os preços do gás local permanecerem nos níveis atuais, de 3,3 US\$/MMBTU.

⁴⁴ Também por simplicidade, não consideramos no cálculo o custo de compra de energia das hidroelétricas, que ocorre a preços usualmente baixos.

⁴⁵ Destacam-se nessas reservas os Estados do Rio de Janeiro, do Rio Grande do Norte, do Amazonas e mais recentemente, a Bacia de Santos e o litoral do Espírito Santo, na Região Sudeste, devido ao grande volume de gás natural encontrado (cerca de 419 bilhões de m³ estimados). Com as descobertas na Bacia de Santos, já foram incorporados às reservas provadas 28 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Em termos de trilhões de pés cúbicos (TCF), as reservas do Brasil correspondem a aproximadamente oito TCF; apenas as reservas da Bacia de Santos foram inicialmente estimadas em 14,5 TCF. Como referência, as reservas da Bolívia correspondem a 52 TCF e as reservas da Argentina correspondem a 23 TCF.

Os principais campos de gás não associado são os pólos de Mexilhão e BS-500, na Bacia de Santos. Estes campos são muito promissores, e representam o segundo eixo principal da estratégia de aumento da oferta de gás natural. Entretanto, como ilustrado na figura abaixo, o desenvolvimento desses campos representa desafio tecnológico extraordinário, com perfurações de seis mil metros de profundidade.

Figura 2: Principais campos de gás não associado – Mexilhão e BS 500



Embora não haja dúvida de que o desafio tecnológico será vencido, é também claro que os custos de desenvolvimento destes campos deverá ser elevado.

Estas análises sugerem que pode haver uma pressão para aumentar dos preços do gás natural no Brasil. Um argumento adicional para este aumento é que, com a entrada do GNL, o gás natural passa a ter características de comercialização semelhantes às do petróleo, cujos preços internos seguem a tendência internacional.⁴⁶

Se ocorrer o aumento, a competitividade das usinas térmicas a gás será bastante afetada. De maneira simplificada, o preço final de produção de energia de uma usina de ciclo combinado aumenta em 7 US\$/MWh para cada incremento de 1 US\$/MMBTU no preço do gás.

Portanto, é necessário encontrar formas de tornar as térmicas mais competitivas. Muitos investidores sugerem a redução das exigências de *take or pay* (ToP) nos contratos de gás. O ToP é uma compra obrigatória de gás, que no caso das usinas térmicas corresponde a 75% de sua capacidade de geração disponível.⁴⁷ Isto significa que, mesmo que a

⁴⁶ Assim como o petróleo, é possível que haja escalonamento deste aumento, para evitar choques na indústria. O que está sendo argumentado é que as circunstâncias sugerem a plausibilidade de um aumento.

⁴⁷ Mais precisamente, o contrato de ToP é de 70% da quantidade diária de gás contratada para atender a potência instalada da usina. Como a disponibilidade média de uma usina de ciclo combinado a gás (retirando manutenções programadas e falhas) é de 92%, o ToP equivale a $0.7/0.92 = 76\%$ da potência efetiva da usina.

situação hidrológica seja muito favorável, a usina térmica só pode reduzir sua geração em 25%, sendo obrigada a gerar os 75% de sua capacidade com o gás. Para a logística (gasoduto) existe um esquema semelhante de pagamento fixo, conhecido como *ship or pay* (SoP).⁴⁸

Os produtores e transportistas de gás contra-argumentam que os pagamentos fixos do ToP e SoP têm como objetivo estabilizar a remuneração dos investimentos realizados. Como visto no capítulo anterior, a regulamentação do setor elétrico requer que seja colocada à disposição da usina térmica uma capacidade de produção e de transporte de gás que a permita liberar toda sua produção durante um ano. Se, como no exemplo do Box acima, a usina térmica só despacha 40% do tempo, a infra-estrutura de gás estaria subutilizada 60% do tempo.

Conclui-se, portanto, que a solução não é eliminar os pagamentos fixos de ToP e SoP, e sim encontrar maneiras de aproveitar melhor a infra-estrutura de produção e transporte de gás.

Um primeiro caminho para este melhor aproveitamento é a criação de um mercado flexível de gás. Suponha, por exemplo, uma modalidade de contrato em que o industrial pode receber o gás destinado às térmicas, se as mesmas não estiverem despachadas; em caso contrário, o industrial poderia usar um combustível alternativo (por exemplo, óleo) ou interromper o suprimento. A atratividade deste contrato dependeria, naturalmente, de seu preço. Por outro lado, se implementado, os custos atuais diminuiriam substancialmente, pois dois grupos de consumo (indústria e térmicas) estariam compartilhando a mesma infra-estrutura de produção. Além disto, os custos incrementais diminuiriam, pois se reduziria o ritmo de entrada de nova capacidade de produção do Espírito Santo e bacia de Santos, que, como visto, devem ter custos mais elevados que os atuais.

Um segundo caminho, complementar ao primeiro, é a implementação de armazenamentos virtuais de gás nos reservatórios das usinas hidroelétricas. A idéia básica é que as usinas térmicas possam "pré-gerar" energia⁴⁹ quando as condições forem favoráveis, por exemplo, quando o preço do GNL estiver conjunturalmente baixo, ou quando houver uma redução sazonal na demanda das distribuidoras de gás. Este aumento da geração seria compensado por uma redução na produção hidroelétrica, que ficariam com níveis de armazenamento ligeiramente maiores. Este armazenamento "extra" nas hidroelétricas seria contabilizado como crédito de energia da usina térmica, que poderia "pedir" esta energia quando quisesse, por exemplo, quando o ONS despachasse a térmica, mas o suprimento de gás estivesse restrito, ou com preço muito elevado. Em termos financeiros, é como se a térmica pudesse exercer uma opção (*call option*) de energia.

Em resumo, a existência de um mercado flexível de gás, onde o consumo (da indústria) é reduzido quando a disponibilidade de gás diminui; e do sistema de reservatórios virtuais, em que o consumo (das térmicas) aumenta quando a disponibilidade de gás aumenta, possibilita uma otimização da produção e logística de gás, e a conseqüente redução dos preços desse insumo.

Um avanço recente neste tema é uma Resolução ANEEL de janeiro de 2007, que autoriza o armazenamento virtual. Os procedimentos operativos e comerciais estão sendo detalhados, e devem ser submetidos à Audiência Pública em 2007.

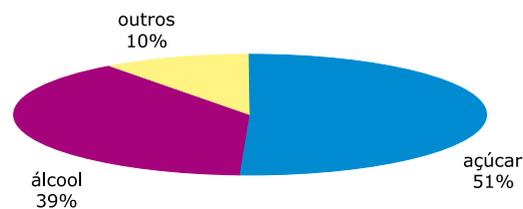
⁴⁸ O SoP é, em geral, de 95% da potência instalada.

⁴⁹ Mais precisamente, notificar ao ONS que a térmica teria uma geração "inflexível" no período.

3.3 BIOMASSA

A produção de cana-de-açúcar na safra 2006/2007 será de 470 milhões de toneladas (Mt), recorde histórico para o país. O gráfico a seguir mostra a destinação desta cana.

Gráfico 29: Destinação da cana-de-açúcar na safra 2006/2007



Como se observa no gráfico, pouco mais de 50% da cana (238 Mt) será utilizada para a produção de mais ou menos 30 Mt de açúcar. A parcela destinada ao álcool é de 40% (185 Mt), e deve produzir aproximadamente 18 bilhões de litros. Os 10% restantes (48 Mt), serão utilizados para produção de cachaça, de rapadura, de ração animal e de mudas. Este processamento é feito com 350 usinas/destilarias.

O setor sucro-alcooleiro está em processo de expansão muito acelerado. A produção de cana-de-açúcar deverá alcançar 600 Mt em 2010, com cerca de 400 usinas em operação. Para 2020, há 170 usinas adicionais em projeto/estudo, que processariam mais de 1 bilhão de toneladas.

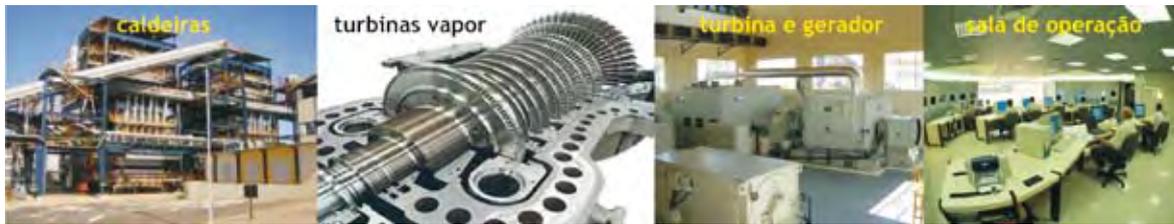
A figura a seguir ilustra o processo de produção de açúcar e álcool: (I) plantação da cana; (II) colheita, deixando a palha no solo; (III) moagem da cana para extrair o xarope; e (IV) cana moída após a extração do xarope (bagaço).

Figura 3: Processo de produção de açúcar e álcool



Como mostram as figuras seguintes, o bagaço é queimado para produzir vapor e energia elétrica, utilizados no processo de produção de açúcar e álcool.

Figura 4: Queima de bagaço para produção de vapor e de energia elétrica, na produção de açúcar e álcool



O processo de instalação de novas plantas abriu uma janela de oportunidade para a co-geração. A maioria das usinas construídas até hoje usava caldeiras pouco eficientes, com baixa pressão e temperatura (21 bar/300° C). O propósito de usar este tipo de caldeira não era a eficiência energética, e sim o de consumir todo o bagaço, pois poucos consideravam que valia a pena comercializar os excedentes.⁵⁰

O novo modelo do setor elétrico, aprovado em 2004 pelo Congresso, permitiu que a energia co-gerada competisse em pé de igualdade com todas as outras fontes. Os principais aperfeiçoamentos na regulamentação foram:

- 1 Todas as fontes geradoras (hidroelétricas, térmicas convencionais, co-geração, eólica, etc.) passaram a receber certificados de energia firme, exigidos para a assinatura de contratos de suprimento de energia com distribuidoras e consumidores livres.⁵¹ O interessante é que todos os certificados são calculados com base na média anual de produção, mesmo que sua produção seja sazonal, como a da biomassa de cana-de-açúcar, ou intermitente, como a eólica. Com isto, todas as fontes podem assinar contratos nas mesmas condições.
- 2 Todos os anos, as distribuidoras promovem, em conjunto, dois leilões de contratação de nova capacidade. O primeiro, conhecido como A-3, requer que o gerador entre em operação três anos depois.⁵² O segundo, A-5, requer a entrada cinco anos depois. Em ambos os casos, os geradores vencedores do leilão recebem um contrato de 15 anos de duração.⁵³ A contratação em leilões tem como objetivos: (I) aumentar a competição – um competidor que não ganha o leilão não perde um real, pois a construção só será feita se o investidor tiver um contrato; e (II) reduzir os riscos do investidor (e, portanto, os custos para o consumidor) – como o ganhador do leilão recebe um contrato com anos de antecedência, o *project finance* é facilitado.
- 3 Os contratos dos geradores térmicos têm um formato bastante simples, conhecido como “por disponibilidade”. Nesses contratos, os geradores recebem pagamento fixo mensal, e as distribuidoras recebem em troca a energia produzida, mesmo sazonal ou intermitente. Em outras palavras, as distribuidoras absorvem todas as variações da produção de energia e se encarregam de todas as transações de compra

⁵⁰ As queixas dos produtores eram, basicamente, de que eles ficavam dependentes da distribuidora local, que arbitrava as condições de comercialização; e que a distribuidora pagava pouco pela energia produzida, alegando que era energia sazonal, que não podia ser usada para o “suprimento firme” da demanda. As distribuidoras, por sua vez, alegavam que a produção de energia era pouco confiável, por exemplo, era interrompida se havia chuvas fortes.

⁵¹ Mais precisamente, um gerador só pode assinar contrato de suprimento de, por exemplo, 200 MW médios com uma distribuidora ou consumidor livre, se tiver certificado de energia firme de pelo menos 200 MW médios. Em outras palavras, o certificado faz a “ponte” entre o contrato de suprimento, que é um instrumento financeiro, e o suprimento físico de energia.

⁵² Em janeiro do terceiro ano após o leilão. Por exemplo, um leilão A-3 realizado em janeiro de 2006 ou em outubro de 2006, requer a entrada em operação em janeiro de 2009.

⁵³ As usinas hidroelétricas recebem contratos com 30 anos de duração.

e venda de energia no mercado de curto prazo para ajustar a produção contratada ao consumo da distribuidora. O contrato por disponibilidade evita que o gerador tenha de realizar operações bastante complexas – e caras – de gerência de risco de preço e quantidade.⁵⁴ Isto permitiu que geradores de menor porte, como é o caso da biomassa, competissem em pé de igualdade com grandes geradoras.

Com as novas perspectivas de contratação de energia, muitos co-geradores passaram a participar dos leilões, como a biomassa à base de casca de arroz e co-produção siderúrgica. Em particular, os produtores de açúcar e álcool passaram a modificar os projetos das usinas, colocando caldeiras de pressão mais alta, por exemplo 65 bar/520°. Isto gera excedente de energia substancial para comercialização, cerca de 10 MW de energia firme por Mt de cana processada. O custo desta energia é muito competitivo, pois corresponde, basicamente, à diferença de custos da caldeira.

Embora, à primeira vista, 10 MW médios por Mt de cana não pareçam expressivos, observa-se que está programado um aumento de produção de quase 600 milhões de toneladas de cana-de-açúcar até 2020. Se todas estas usinas passarem a oferecer seus excedentes, isto corresponderá a energia firme de 6 mil MW médios. Como referência, a energia firme total das duas usinas hidroelétricas do Rio Madeira, que vem sendo bastante comentadas na imprensa, é de 4 mil MW médios.

Devido às perspectivas de produção de eletricidade em quantidades substanciais e a preços significativos, os produtores de cana, associações de co-geração e fabricantes de equipamentos passaram a atuar de forma coordenada, criando, em meados de 2004, o programa de bioeletricidade. Os principais resultados deste programa, até o momento, são:

- Participação e contratação de centenas de MW de bioeletricidade nos leilões de 2005; 29 usinas inscritas para o leilão de outubro de 2006, sendo 17 habilitadas e, dessas, cinco negociaram energia; perspectiva de participação de mais de 1.000 MW nos leilões seguintes.
- Criação de fundos de recebíveis lastreados nos contratos de suprimento de eletricidade, com o objetivo de “alavancar” o investimento em novas usinas.
- Assinatura de protocolo com o Banco Mundial para facilitar a certificação de usinas de bioeletricidade como produtoras de créditos de carbono; e apoio do BM para a realização do primeiro leilão de créditos de carbono.
- Apoio do setor de política industrial do BNDES, que passou a oferecer melhores condições de financiamento a projetos de bioeletricidade, condicionados à eficiência da co-geração (por exemplo, já há projetos com caldeiras de 92 bar/520°, que aumentam a energia firme excedente).
- Criação de programas de integrados de produção de equipamentos / viabilização de negócio por fabricantes de equipamentos, como a Dedini e a Siemens.
- Primeiros programas de aproveitamento da palha da cana-de-açúcar, que contém mais ou menos 1/3 da energia da cana, e atualmente é deixada no solo.

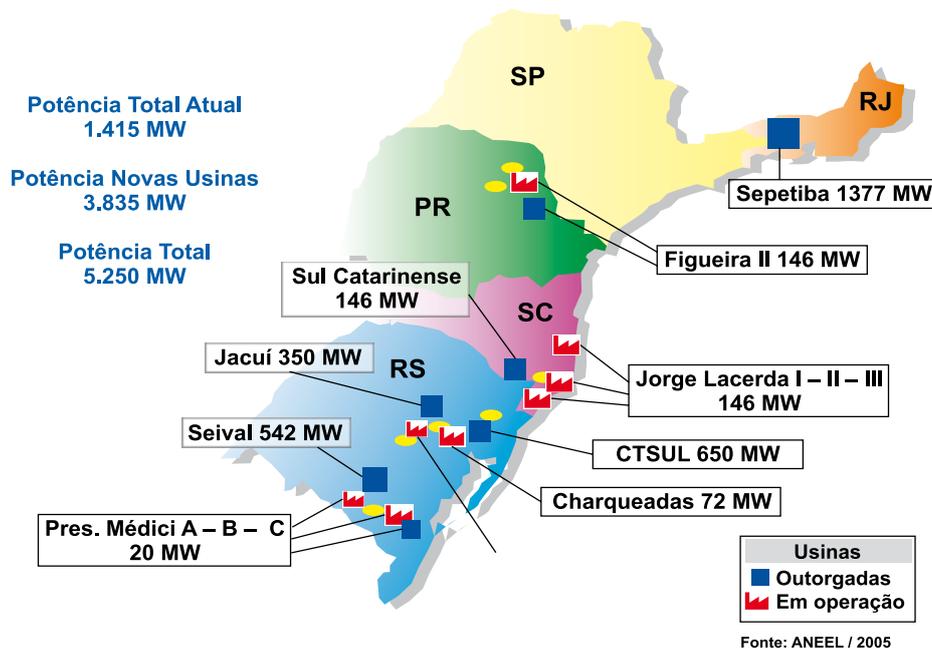
O programa de bioeletricidade ilustra o processo de integração dos setores agrícola e industrial em um novo setor de grande potencial econômico para o País, a indústria de bioenergia.

⁵⁴ Até a criação do contrato por disponibilidade, os geradores responsabilizavam-se pela entrega de uma quantidade fixa de energia aos consumidores. Se os geradores, por alguma razão, produziam menos que o montante contratado, deveriam comprar a diferença no mercado de curto prazo, correndo o risco de preços elevados.

3.4 CARVÃO

O Brasil tem reservas substanciais de 32 bilhões de toneladas de carvão mineral, 90% das quais no Rio Grande do Sul. Assim como nos outros países, um dos principais usos do carvão é a geração de energia elétrica. Como ilustra a figura a seguir, a potência instalada atual é de aproximadamente 1.400 MW, e estão em construção 700 MW e em fase de estudos 3.148 MW adicionais.

Mapa 5: Atual parque termoeletrico a carvão mineral



Os principais desafios para um desenvolvimento mais acentuado do carvão são as restrições ambientais e o custo. Como se observa na tabela abaixo, o poder calorífico do carvão nacional é relativamente pequeno, comparado com o carvão da Colômbia. Além disto, ele tem teores relativamente elevados de cinza e enxofre, o que aumenta os custos de produção de energia (instalação de filtros, etc.).

Tabela 3: Poder calorífico do carvão – Mundo e Brasil

Mundo				
	Austrália	África do Sul	Colômbia	EUA (Ohio)
Poder Calórico (kcal/kg)	5.370	6.760	7.000 – 8.000	6.378 – 7.728
Umidade (%)	6,9	4,3	2,0 – 7,0	nd
Voláteis (%)	24,8	35,3	34,0 – 39,0	38,1
Carbono (%)	44,3	50,3	nd	64,2 – 77,4
Cinzas (%)	24,0	10,1	1,0 – 6,0	7,5 – 19,8
Enxofre (%)	0,35	0,70	0,35 – 1,0	1,0 – 2,5

Brasil (carvão bruto)				
	PCS Kcal/kg	Carbono (%)	Cinzas (%)	Enxofre (%)
Paraná	4.850	30	44	7,0
Sta. Catarina	2.750	21 - 26	58 - 62	4,3 - 4,7
Candiota	3.200	23	52	1,6
Outros RS	3.000 - 4.500	23 - 30	40 - 55	0,5 - 2,5

Um aspecto interessante do carvão é sua localização na região Sul, onde não há recursos abundantes de hidroeletricidade ou gás natural. Por outro lado, a grande capacidade de interconexão elétrica entre as regiões Sudeste e Sul, e a possibilidade de instalação de estações de regaseificação de GNL na região Sul (por exemplo, Santa Catarina ou Rio Grande do Sul), faz que o carvão tenha competidores em quantidade e preço.

3.5 ENERGIA NUCLEAR

O Brasil tem a sexta maior reserva de U_3O_8 do mundo, cerca de 300 mil toneladas. Há atualmente duas usinas nucleares em operação, Angra I e II, totalizando dois mil MW. Os equipamentos para uma terceira usina de 1.300 MW (Angra III) já foram comprados e estão armazenados há mais de uma década.

Como visto, a questão ambiental levou inicialmente a um aumento de interesse na energia nuclear, porque o nível de emissão destas usinas é zero.

Além disto, a energia nuclear começou a ser encarada seriamente como uma alternativa para redução da dependência de suprimento de petróleo e gás natural, principalmente por países com poucos recursos naturais. Um exemplo recente é o Chile, que anunciou interesse na energia nuclear como alternativa ao gás natural, cujo fornecimento por parte da Argentina foi interrompido em 2004.

Este aumento de interesse na energia nuclear abre perspectivas para a indústria brasileira, que tem domínio da tecnologia de construção e um parque industrial ocioso.⁵⁵ Além disso, o Brasil é dos poucos países com tecnologia própria de enriquecimento de urânio, o que permitiria um serviço de fornecimento de combustível.

O maior obstáculo ao desenvolvimento da opção nuclear é de ordem geopolítica. Como é do conhecimento geral, há, atualmente, um confronto entre o Conselho de Segurança da ONU, liderado pelos Estados Unidos, e o Irã, sobre as atividades de enriquecimento de urânio. Embora esse processo seja permitido no âmbito do Tratado de Não-Proliferação Nuclear (TNP), do qual o Irã é signatário, a alegação é a de que o Irã não permitiu acesso dos inspetores da Agência Internacional de Energia Atômica.

Como conseqüência deste conflito, há propostas para proibir as atividades de enriquecimento de urânio no mundo; nesse caso, os países que ainda não dispõem de tais instalações passariam a comprar urânio enriquecido de consórcios norte-americanos ou europeus. Este embargo mundial às atividades de processamento é preocupante para o Brasil; embora o País respeite escrupulosamente todas as cláusulas do TNP, já se observam artigos em revistas internacionais⁵⁶ que mencionam o Brasil como país que deve ser monitorado, bem como o Irã. O recente anúncio da Argentina, de que retomaria o desenvolvimento de centrais nucleares, contribui para acentuar o aspecto político do tema.

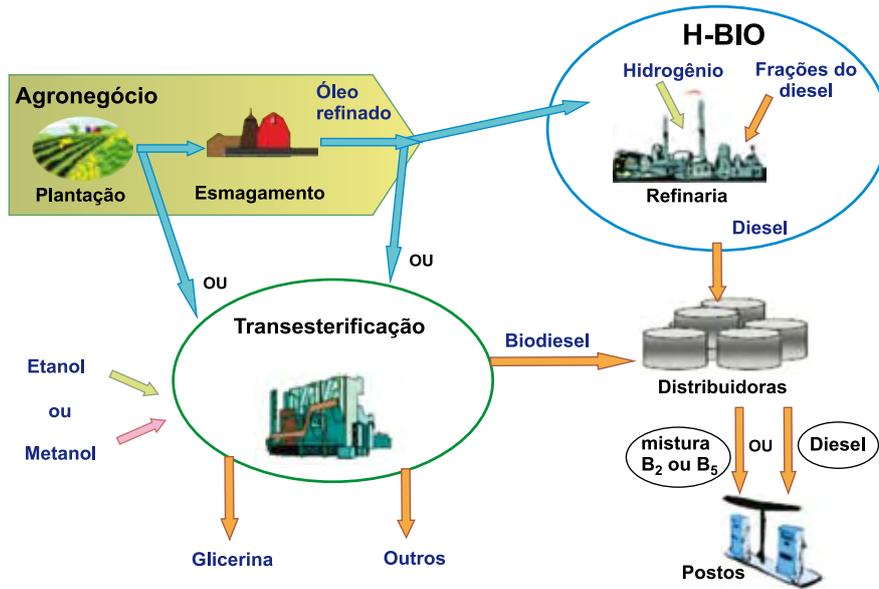
3.6 BIODIESEL

A produção do biodiesel é uma nova fronteira para a formação de uma indústria de bionergia no País. A figura a seguir ilustra os principais processos de produção de biodiesel.

⁵⁵ O próprio Chile, em seu anúncio, comentou o interesse em fazer parcerias com o Brasil.

⁵⁶ Por exemplo, Science e IEEE.

Figura 5: Principais processos de produção de biodiesel



O atual processo utilizado é o da transesterificação, que mistura óleo vegetal com álcool (etanol ou metanol), produzindo diesel e glicerina. O segundo processo é o do H-Bio, recentemente desenvolvido pela Petrobras. No H-Bio, o óleo vegetal é misturado diretamente na refinaria, produzindo óleo diesel e propano.

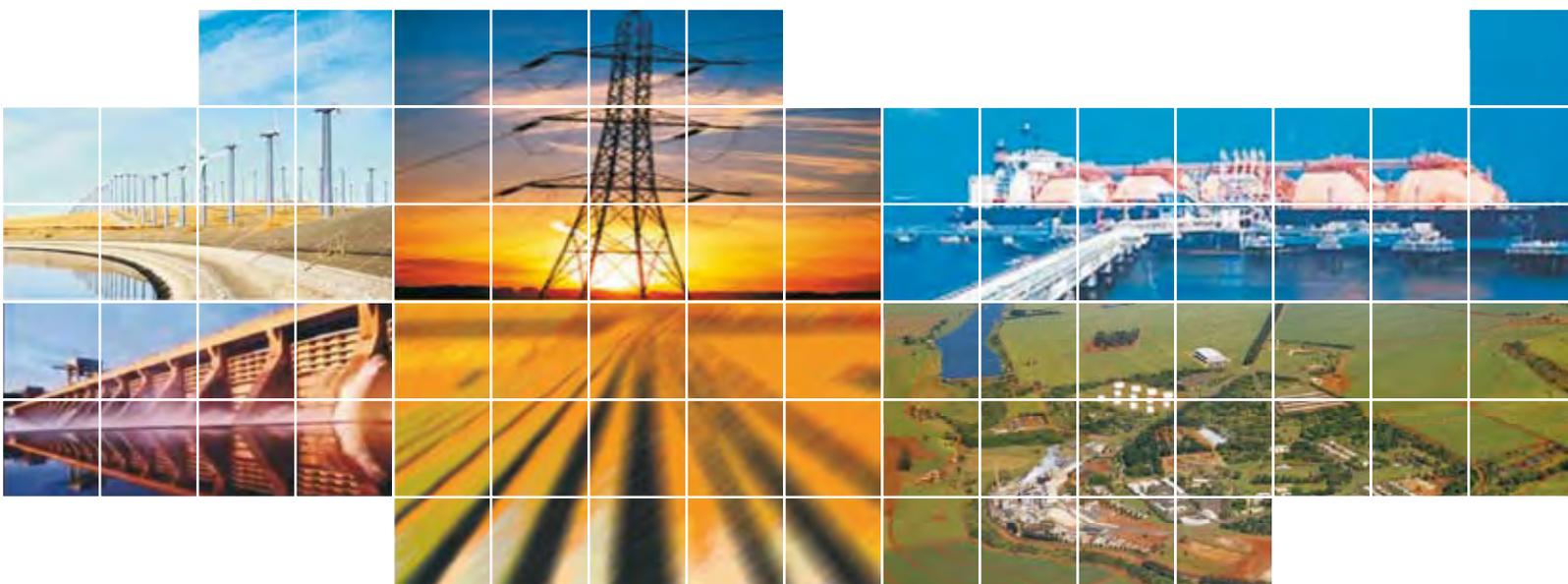
Para cada 100 litros de óleo de soja, a transesterificação consome 11 litros de metanol e produz 104 litros de biodiesel e mais 10 litros de glicerina. O processo H-Bio, por sua vez, consome 35 Nm³ de hidrogênio e produz 96 litros de biodiesel e 2,2 Nm³ de propano.

A viabilidade econômica do biodiesel depende, entre outros fatores, da eficiência de produção de óleo (kg/ha), de acordo com o rendimento da cultura (kg/ha) e o teor de óleo vegetal em cada kg processado. O quadro abaixo ilustra a eficiência de produção de diferentes culturas.

Quadro 6: Eficiência de produção de diferentes culturas

Mamona	Girassol	Soja ⁵⁷	Palma	Algodão
				
Rendimentos Prováveis da Cultura				
1.500 kg/ha	1.500 kg/ha	3.000 kg/ha	20.000 kg/ha	3.000 kg/ha
Teor de Óleo Vegetal				
47%	42%	18%	20%	15%
Produção de Óleo Vegetal (kg/ha)				
705	630	540	4.000	450
Produção em 2005 no Brasil m³/a				
90.000	23.000	5.600.000	151.000	315.000

⁵⁷ Este volume de óleo de soja é substancial – como referência, a produção de álcool no mesmo ano foi de 14 bilhões de litros.



4 ENERGIA NO BRASIL: DESAFIOS

Como visto no capítulo anterior, o Brasil apresenta perspectivas energéticas excepcionais, tanto no que se refere à segurança de suprimento quanto no ambiental, com a adoção de energias renováveis e competitivas. O grande desafio é, portanto, transformar estas perspectivas em fator de desenvolvimento econômico e de aumento da competitividade industrial.

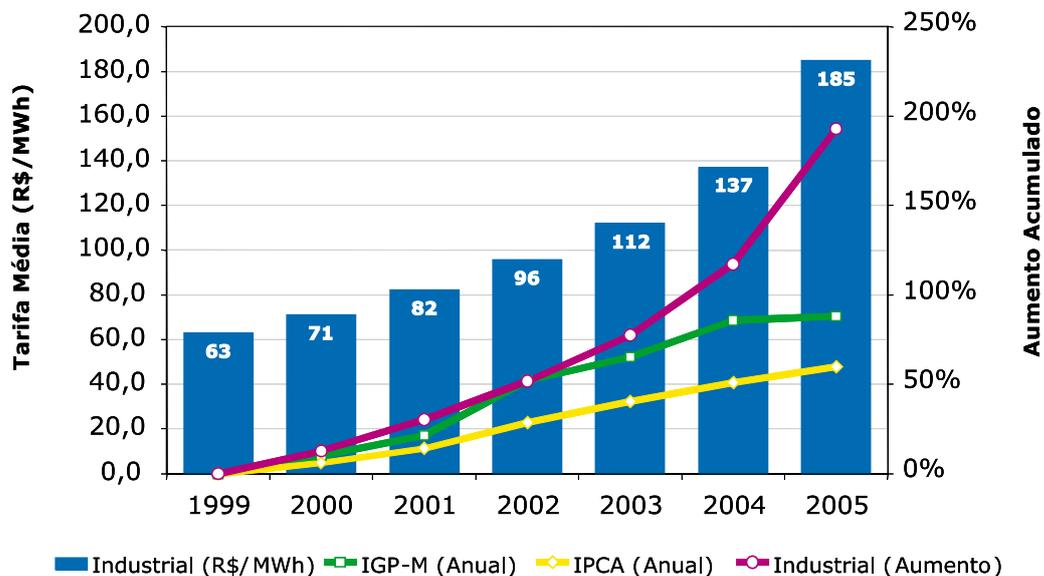
Neste capítulo, serão analisados dois obstáculos importantes para a realização destes objetivos: preço da energia e licenciamento ambiental.

4.1 PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

Dado que a principal fonte produtora de energia elétrica no Brasil é hidroelétrica, cuja tecnologia de construção é dominada há décadas, era de se esperar que as tarifas de energia no Brasil fossem relativamente estáveis. Por outro lado, previa-se aumento nas tarifas de energia elétrica dos principais competidores industriais em âmbito mundial, pois há forte componente de gás natural e óleo na produção de eletricidade nos países.

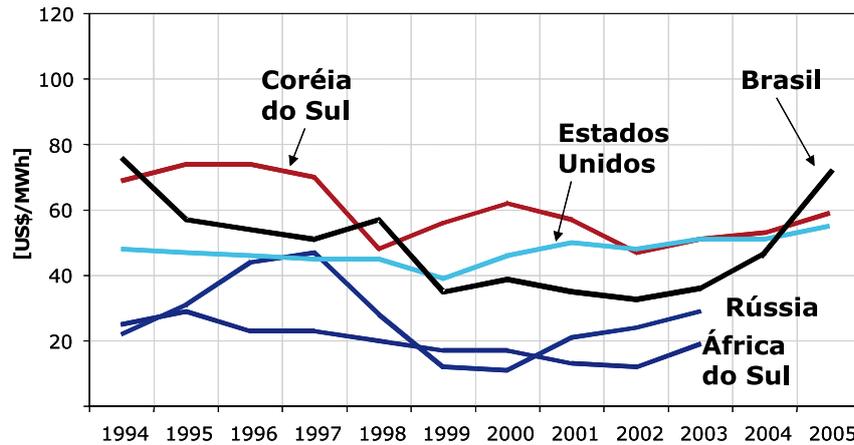
Entretanto, como mostra o gráfico a seguir, as tarifas de energia para o setor industrial vêm crescendo muito acima dos índices de inflação.

Gráfico 30: Tarifas de energia para o setor industrial



Como consequência, o Brasil vem perdendo competitividade em âmbito internacional, ao invés de ganhar.

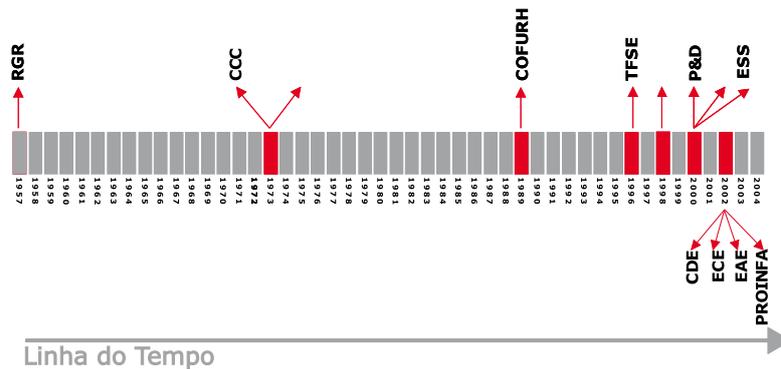
Gráfico 31: Tarifas para consumidores industriais



Este aumento de preços tem três componentes principais: (I) encargos; (II) tarifas de transporte nas distribuidoras; e (III) custo de nova capacidade de geração.

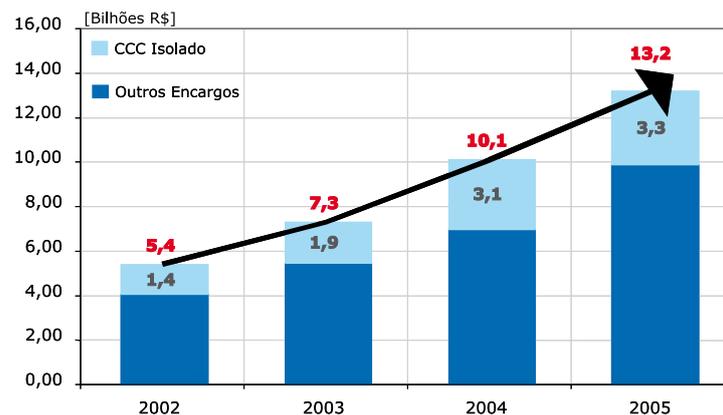
Como mostra a figura abaixo, o ritmo de criação de novos encargos foi aumentando ao longo do tempo, com destaque para o ano de 2002, quando foram criados, entre outros, a CDE e o Proinfa.

Figura 6: Ritmo de criação de novos encargos



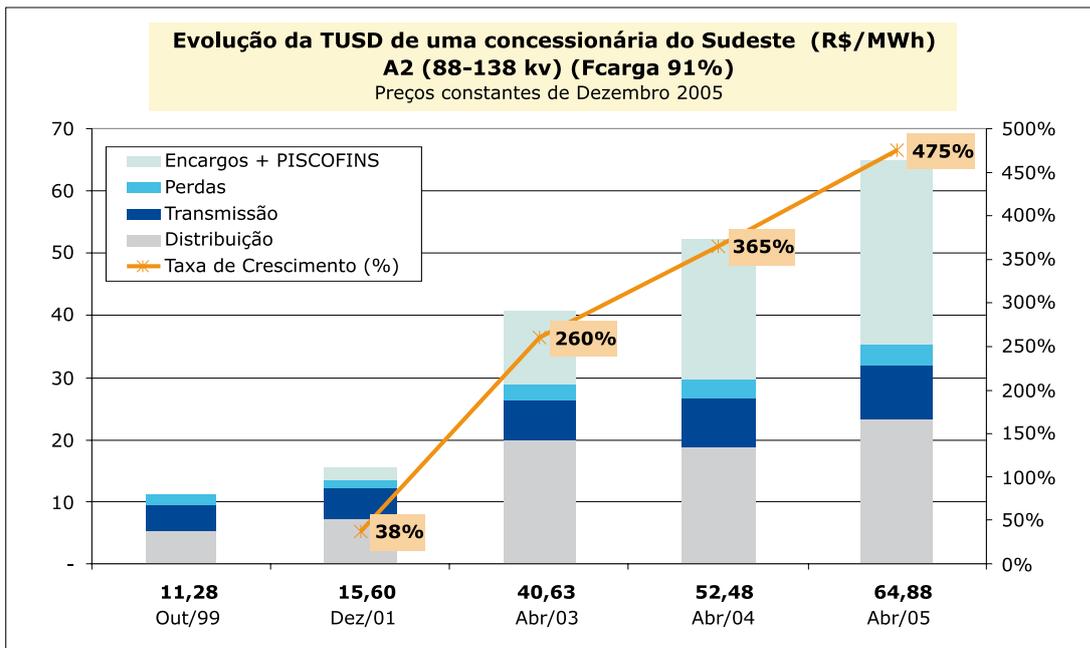
A figura abaixo mostra a evolução do montante de encargos, em bilhões de Reais. Destaca-se o crescimento da CCC (que subsidia a compra de combustíveis para os sistemas isolados) que, no ano de 2006, atingiu quase 4,5 bilhões de Reais.

Gráfico 32: Evolução do montante de encargos, em bilhões de Reais



A figura a seguir ilustra o segundo componente – tarifa de transporte nas distribuidoras – observa-se que de 1999 até 2005, estas tarifas aumentaram quase 500% acima da inflação. Embora parte importante deste aumento se deva aos encargos, vistos acima, observa-se que houve aumentos significativos nas tarifas de transporte “puras” (indicadas como “distribuição” na figura).

Gráfico 33: Tarifa de transporte nas distribuidoras

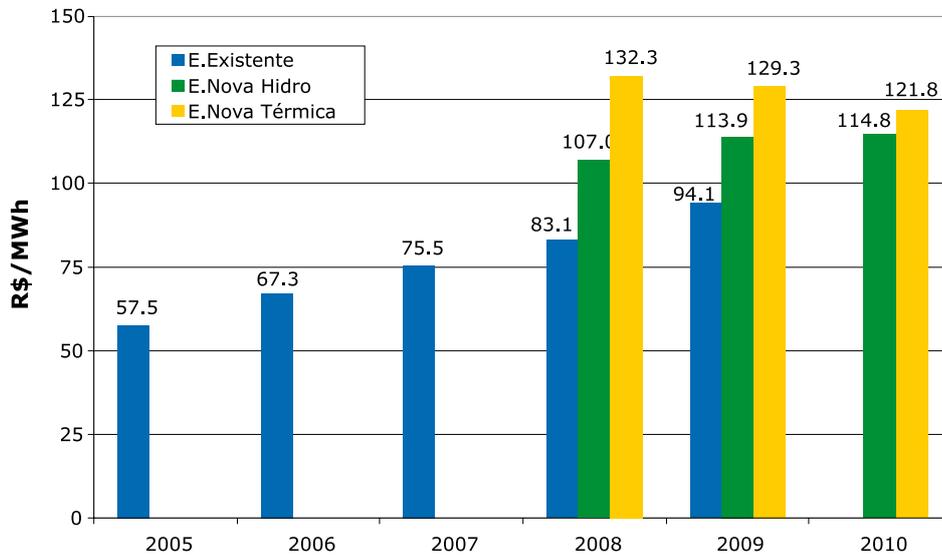


Os dois componentes anteriores são responsáveis pelos aumentos ocorridos até hoje, e não se espera um aumento dos mesmos no futuro.⁵⁸ A principal preocupação com relação a aumentos de preço no futuro está no setor de geração.

A figura abaixo mostra a evolução dos preços médios de geração nos leilões de energia existente (em azul) e de energia nova. Observa-se que os preços médios da energia hidroelétrica nos leilões de energia nova são da ordem de 115 R\$/MWh, cerca de 52 US\$/MWh. Por sua vez, os preços médios da energia termoelétrica chegaram a 130 R\$/MWh (60 US\$/MWh); entretanto, o preço marginal da energia termoelétrica (equipamento mais caro ainda contratado) alcançou 140 R\$/MWh (64 US\$/MWh).

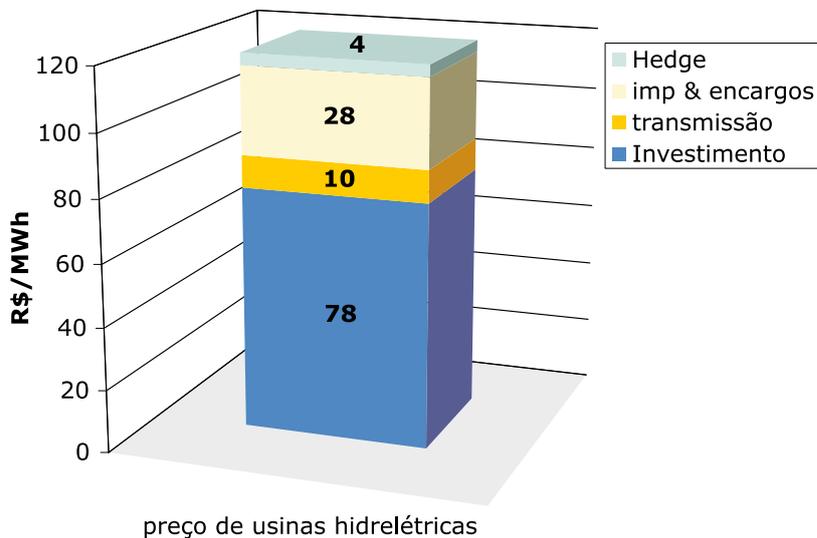
⁵⁸ Um dos encargos, a CCC, deve se reduzir quando forem concluídas as interligações de transmissão com Rondônia, e finalizado o gasoduto Urucu-Manaus. Entretanto, esta redução será compensada, em parte, pelo aumento da contribuição na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), usada para subsídio ao carvão e a consumidores de baixa renda, entre outros.

Gráfico 34: Evolução dos preços médios de geração nos leilões de energia existente e de energia nova



Mesmo descontando o efeito da taxa de câmbio, conclui-se que há um aumento substancial no custo da nova energia hidroelétrica, justamente a fonte mais competitiva do País. Como será visto a seguir, as principais causas desse aumento são: (I) custos ambientais; (II) custos de financiamento; e (III) taxa interna de retorno.

Gráfico 35: Principais componentes do custo de uma hidroelétrica nova



A figura acima mostra os principais componentes do custo de uma hidroelétrica nova (total 120 R\$/MWh): o principal é o investimento, com aproximadamente de 80 R\$/MWh; seguem-se impostos e encargos, com 30 R\$/MWh; e tarifa de transmissão, com 10 R\$/MWh.

A tabela a seguir mostra as principais parcelas dos custos de investimento:

Tabela 4: Principais parcelas dos custos de investimento

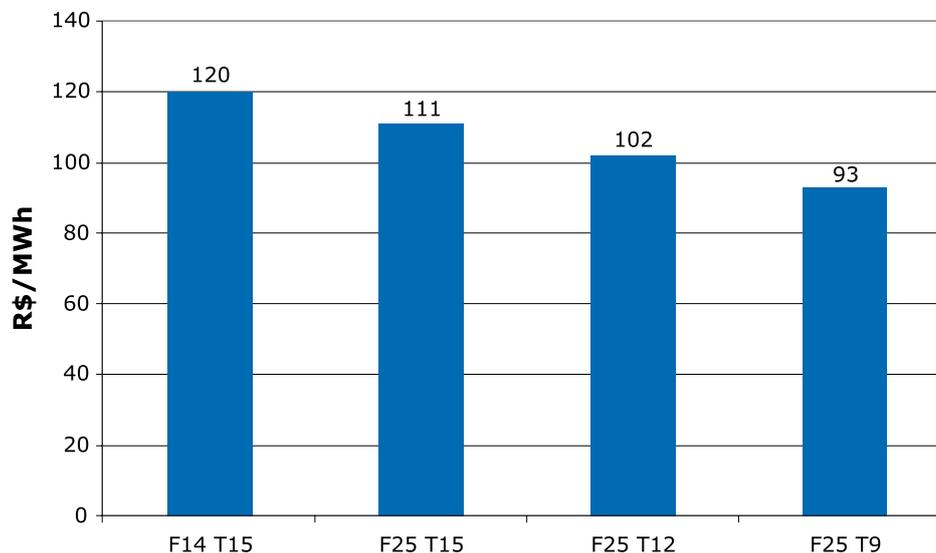
Parcela	R\$/MWh
Obras civis	33
Máquinas e equipamentos	24
Socioambiental	14
outros	7
Total	78

Observa-se que a componente socioambiental já corresponde a 18% do custo de investimento. Como será discutido posteriormente, uma das preocupações é que este componente está fora de controle.

No que se refere às demais parcelas do investimento, os fatores principais para o aumento são as condições de financiamento e a taxa interna de retorno (TIR) exigida pelo investidor.

A figura abaixo ilustra a importância destes fatores. Se o prazo de financiamento passasse dos atuais 14 anos para 25 anos, o preço total da hidroelétrica cairia de 120 para 111 R\$/MWh. Se, adicionalmente, a TIR caísse de 15% para 12%, o preço seria 102 R\$/MWh. Finalmente, se a TIR fosse reduzida para 9%, chegaria a 93 R\$/MWh.

Gráfico 36: Principais fatores de aumento das parcelas de investimento



Em resumo, o aumento dos custos da energia elétrica devido a problemas ambientais, impostos, encargos, prazos de financiamento curtos e TIR elevada, anularam a vantagem que o Brasil teria como o aumento dos combustíveis fósseis.

4.2 A QUESTÃO AMBIENTAL

Pelos dados apresentados até aqui, a situação ambiental no Brasil deveria ser muito positiva. No capítulo anterior, foi mostrado que a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira é de 45%, enquanto a média mundial é de apenas 14%. Além disto, esta participação tende a crescer, se for mantido o papel de “âncora” da hidroeletricidade, e se for consolidada a indústria de bioenergia.

Paradoxalmente, o quadro atual é justamente o inverso, podendo ser descrito como de impasse e enfrentamento. Por exemplo, as dificuldades para licenciamento ambiental levaram à virtual paralisação dos investimentos em produção de energia hidroelétrica. Em outras áreas, como o licenciamento de gasodutos, também se observam dificuldades e atrasos. Uma das conseqüências perversas desta situação é que vem sendo mais fácil obter licenças ambientais para usinas termoelétricas a óleo diesel ou que utilizam outro combustível, do que para usinas hidroelétricas.

Deve-se ressaltar que estas dificuldades não resultam de caprichos ou arbítrio por parte dos órgãos responsáveis pelo licenciamento, mas sim de problemas estruturais com a legislação ambiental, que devem ser esclarecidos à sociedade. Um dos pontos cruciais é a atual vulnerabilidade dos técnicos do Ibama a processos por parte do Ministério Público. Isto leva a um clima de apreensão, em que postergar ou negar uma licença é mais seguro que conceder.

O segundo ponto, também crucial, é a definição de responsabilidades claras para a compensação ambiental. Em muitos processos de licenciamento, o escopo desta compensação ambiental é bastante vago, e se observa uma tendência para uso da compensação para instrumento de inserção social (apoio às prefeituras, construção de escolas, postos de saúde, etc.) que não tem relação com o meio ambiente. Esta indefinição sobre as obrigações tem levado a uma grande incerteza quanto aos custos da energia, e é outro tema que deve ser esclarecido à sociedade.

O terceiro ponto refere-se ao próprio processo de desenvolvimento de bacias hidrográficas. Historicamente, os estudos de construção das usinas hidroelétricas eram feitos pelas equipes de planejamento, visando a minimização do custo da energia. O papel das equipes de meio ambiente era visto como essencialmente negativo, impedindo a construção das usinas.

Esta visão antagônica de economia x meio ambiente é obviamente equivocada, e traz muitos prejuízos para o País. O único caminho correto é tratar o desenvolvimento da bacia, desde seu início, como processo único planejamento/meio ambiente. Embora tenham sido tomados passos importantes para esta integração, com destaque para as avaliações ambientais integradas (AAI) sendo desenvolvidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o processo de fusão efetiva do planejamento e meio ambiente deve ser estimulado.

4.3 MUDANÇA CLIMÁTICA GLOBAL

Outro tema ambiental de grande importância estratégica é a avaliação do impacto das mudanças climáticas globais sobre o Brasil. Uma razão óbvia são as mudanças no regime das chuvas que têm influência direta nas vazões, as quais, por sua vez,

afetam a produção hidroelétrica. Em 2005, por exemplo, houve uma grande seca no Rio Madeira, noticiada em todos os jornais do mundo. Simulações com modelos climáticos globais, realizadas recentemente, indicam que a seca está relacionada com as mudanças climáticas do Atlântico Norte, que, por sua vez, estão sendo associadas ao aquecimento global.⁵⁹

Além disso, mudanças nas condições agrícolas, que afetam a bioenergia, como as plantações de cana, devem ter interdependência com o regime climático, fatos ainda não estudados. Outras influências, como da interferência dos reservatórios sobre o microclima regional, também têm sido pouco avaliadas, relativamente. Experiências restritas, como alguns estudos do impacto do reservatório de Itaipu sobre a região no entorno, se constituíram em experiências isoladas, sem grande repercussão ou contestação.

Em resumo, há muito pouco investimento de pesquisa em importante área estratégica para o País.

⁵⁹ Nature, 17 de Agosto de 2006, páginas 726-727 The outlook for Amazonia is dry.



5 UMA AGENDA ENERGÉTICA PARA O BRASIL

As sugestões a seguir têm como objetivo contribuir para a remoção dos principais obstáculos ao desenvolvimento dos recursos energéticos do País, e à tradução destes em fatores de crescimento e de competitividade institucional.

5.1 AGENDA PARA ENERGIA ELÉTRICA

- **Redução dos riscos do investidor** – todo investidor, ao precificar um projeto, coloca valor adicional como proteção (*hedge*) contra riscos e incertezas. Este sobre-preço, no sistema brasileiro, tem sido excessivamente elevado porque os riscos são sistêmicos, difíceis de prever (por exemplo, situações hidrológicas severas) e fora do controle do investidor. As medidas propostas aqui permitirão reduzir estes riscos e, portanto, o preço da energia: (I) pré-fixação, no contrato de suprimento, da tarifa por uso do sistema de transmissão para novas usinas; (II) contratar toda a nova geração na modalidade “por disponibilidade” ou, alternativamente, garantir por contrato limites máximos para o preço de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; (III) colocar um limite máximo na compensação ambiental que será atribuída à usina.
- **Melhora das condições de financiamento** – as medidas de melhoria das condições de financiamento do BNDES (redução do *spread* e maiores prazos) previstas no Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) permitirão redução significativa do custo da energia, e devem ser implementadas o mais rapidamente possível.
- **Redução de tributos e encargos** – as medidas de redução do PIS/Cofins previstas no PAC são um exemplo positivo de desoneração fiscal e devem ser ampliadas na medida do possível. As áreas críticas para a redução de encargos são a CCC de sistemas isolados e a CDE. No que se refere à CCC, as ações da ANEEL no sentido de ampliar a fiscalização e aumentar a eficiência do processo de compra de combustível devem ser ampliadas.
- **Valorização da geração hidrelétrica com capacidade de regulação** – devido às dificuldades de licenciamento ambiental, a maior parte dos novos projetos hidroelétricos são do tipo “fio d’água”, com reservatórios de pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento. Esta redução da capacidade de regularização do sistema hidroelétrico é prejudicial ao País e deve ser tema de reflexão por parte da sociedade. Como visto neste trabalho, os reservatórios exercem papel fundamental na otimização da diversidade das aflúências nas diferentes bacias (operação como um portfólio). Além disso, eles são fundamentais para a eficiência dos demais recursos energéticos, como na sinergia com as usinas termoelétricas, na modulação das usinas com produção sazonal (biomassa de cana-de-açúcar) e das com produção intermitente (eólica e, no futuro, solar).
- **Incentivo à eficiência energética** – uma das únicas, senão a única, consequência benéfica do racionamento foi a evidência concreta da relevância da eficiência energética. Devido à compra de equipamentos mais eficientes e outras medidas de racionalização, o consumo após o racionamento foi reduzido em cerca de 5 mil MW médios. Em situação de crescimento econômico, a eficiência energética tem o potencial de contribuir ainda mais para a competitividade, pois há oportunidades de se projetar e instalar sistemas otimizados de produção e consumo de energia. Este tema deveria ser tratado tanto no planejamento como nos programas de financiamento com a mesma prioridade que o aumento da oferta.

- **Processo de licenciamento ambiental das usinas hidroelétricas** – a proposta do PAC de regulamentar as competências da União e dos Estados para licenciamento ambiental representa avanço importante, mas ainda insuficiente. Sugere-se levar à sociedade propostas adicionais de aperfeiçoamentos da lei ambiental, na linha sugerida por vários agentes: (I) preservar os técnicos do Ibama contra processos do Ministério Público; (II) o governo poderá selecionar um conjunto de projetos hidroelétricos prioritários, que seriam analisados e licenciados pelo próprio Ibama.
- **Instrumentos para gerência de crises de suprimento** – criar regras claras para a eventualidade de uma crise de suprimento, que recompensem a contratação preventiva de energia (por exemplo, o corte de energia de um consumidor não seria proporcional à demanda observada e sim ao montante contratado).

5.2 AGENDA PARA O GÁS NATURAL

- **Integração dos setores de eletricidade e gás natural** – como demonstrado neste trabalho, a integração permitirá flexibilizar o consumo dos combustíveis e aumentar a utilização da rede de gasodutos, contribuindo para a redução de preços e aumento da competitividade. Alguns instrumentos para esta flexibilização, tais como os contratos interruptíveis e o armazenamento virtual de gás nos reservatórios das hidroelétricas já foram propostos pelos agentes de cada setor. A implementação dos mesmos por meio da regulamentação deve ser priorizada. Além disto, devem ser envidados esforços para que a regulamentação resultante da Lei do gás, que deverá ser aprovada este ano, seja o mais compatível possível com a regulamentação do setor elétrico, estimulando a busca pela flexibilidade e eficiência.
- **Segurança de suprimento** – a atual proposta para a lei do gás concentra-se no transporte do combustível: livre acesso, construção de gasoduto, etc. A exemplo da regulamentação do setor elétrico, o escopo da legislação deve ser ampliado para incluir incentivos à expansão competitiva de nova capacidade de produção de gás, como, por exemplo, pela licitação de contratos de suprimento por parte das distribuidoras.
- **Co-geração** – a eficiência energética também deve ser um componente fundamental da política de gás, com programas de incentivo à co-geração. A regulamentação do setor elétrico deve ser ajustada para evitar que as distribuidoras de energia elétrica tenham suas receitas afetadas se houver redução de consumo em uma área devido a programas de co-geração (por exemplo, hotéis com sistemas integrados de aquecimento, refrigeração e geração de energia).

5.3 AGENDA PARA A BIOELETRICIDADE

- Este trabalho expõe que a co-geração, com base na biomassa de cana-de-açúcar, é um dos pilares da revolução da bioenergia no País. Além da competitividade estrutural em termos de preço e quantidade, a bioeletricidade pode ser uma solução ambientalmente limpa e econômica para compensar a escassez conjuntural de nova oferta hidrelétrica, até que seja equacionada a questão ambiental e finalizados os programas de inventários de novos aproveitamentos hidrelétricos, atualmente em execução pela EPE. A UNICA e a Cogen-SP encaminharam ao MME e à ANEEL uma série de medidas para a consolidação da bioeletricidade, com destaque à necessidade de procedimentos para planejar e facilitar a conexão das novas centrais de geração distribuída à rede de subtransmissão e transmissão.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Conselho Temático de Infra-estrutura

José de Freitas Mascarenhas
Presidente

Diretoria Executiva – DIREX

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Marco Antonio Reis Guarita
Diretor de Relações Institucionais

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor de Operações

Unidade de Competitividade Industrial – COMPI

Maurício Mendonça
Gerente-Executivo

Equipe Técnica

Wagner Ferreira Cardoso
Carlos Senna Figueiredo

Superintendência Corporativa – SUCORP

Unidade de Comunicação Social – UNICOM
Projeto Gráfico

Superintendência de Serviços Compartilhados – SSC

Área Compartilhada de Informação e Documentação – ACIND

Gabriela Leitão
Normalização – Supervisão

Mário Veiga Pereira
Consultor

PSR Consultoria LTDA
Consultoria

Informação Comunicação Empresarial
Projeto Gráfico, Diagramação e Revisão Gramatical

Renata Lima
Normalização – Apoio Técnico

CNI

