
UMA AGENDA ENERGÉTICA PARA O BRASIL



Preparado para

CNI

Preparado por

PSR

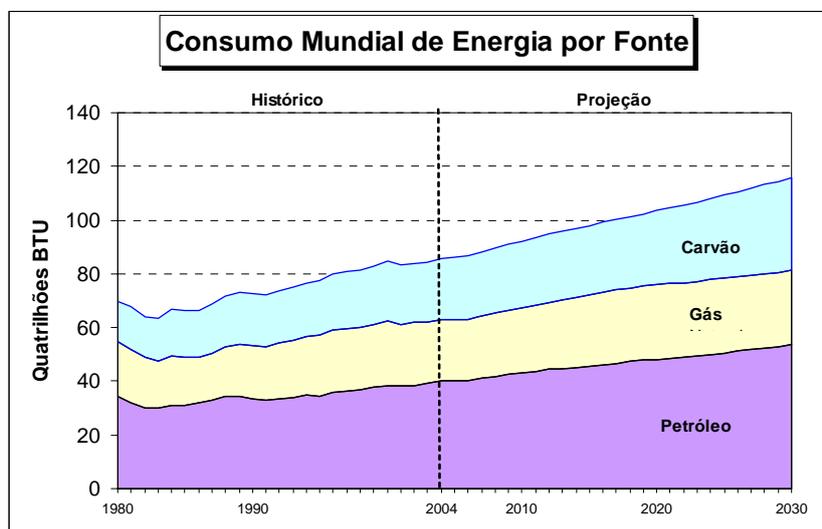
Setembro de 2006

Índice

1	PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL	3
1.1	PETRÓLEO	3
1.1.1	<i>Segurança de suprimento</i>	3
1.1.2	<i>Meio-ambiente</i>	5
1.2	GÁS NATURAL.....	6
1.2.1	<i>Segurança energética</i>	6
1.2.2	<i>Meio-ambiente</i>	8
1.3	CARVÃO	9
1.3.1	<i>Segurança energética</i>	9
1.3.2	<i>Meio ambiente</i>	10
1.4	ESTRATÉGIAS DE REDUÇÃO DA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA	10
1.4.1	<i>Substituição por biocombustíveis</i>	11
1.4.2	<i>Redução do consumo veicular</i>	12
1.5	ESTRATÉGIAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES	12
1.5.1	<i>Quotas nas emissões</i>	12
1.5.2	<i>Geração de eletricidade com fontes renováveis</i>	13
1.5.3	<i>Captura de carbono</i>	14
1.6	CONCLUSÕES.....	14
2	BRASIL: PERSPECTIVAS DE SUPRIMENTO 2006-2010	16
1.7	ENERGIA ELÉTRICA	16
1.7.1	<i>Produção</i>	16
1.7.2	<i>Transporte</i>	17
1.7.3	<i>Balanco estrutural oferta x demanda</i>	17
1.7.4	<i>Sensibilidade com relação às premissas</i>	19
1.8	GÁS NATURAL.....	21
1.8.1	<i>Produção local</i>	21
1.8.2	<i>Importações</i>	22
1.8.3	<i>Transporte de gás</i>	24
1.8.4	<i>Consumo</i>	24
1.8.5	<i>Balanco oferta x demanda</i>	25
1.9	PETRÓLEO	27
1.10	CONCLUSÕES – ABASTECIMENTO 2006-2010	28
3	ENERGIA NO BRASIL: OPORTUNIDADES	29
1.11	ENERGIA HIDRELÉTRICA	29
1.12	GÁS NATURAL	30
1.13	BIOMASSA	33
1.14	CARVÃO	35
1.15	ENERGIA NUCLEAR	36
1.16	BODIESEL	37
4	ENERGIA NO BRASIL: DESAFIOS.....	39
1.17	PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA	39
1.18	A QUESTÃO AMBIENTAL	42
1.19	MUDANÇA CLIMÁTICA GLOBAL.....	43
5	UMA AGENDA ENERGÉTICA PARA O BRASIL.....	44
1.20	PRIORIDADES ESTRATÉGICAS	44
1.21	PRIORIDADES INSTITUCIONAIS.....	44

1 PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL

Os principais insumos energéticos usados pela indústria são o petróleo, o gás natural e o carvão¹. Como ilustrado nos gráficos abaixo, todos apresentam taxas elevadas de crescimento de consumo, devido principalmente aos bons resultados das economias emergentes, lideradas pela China e Índia.

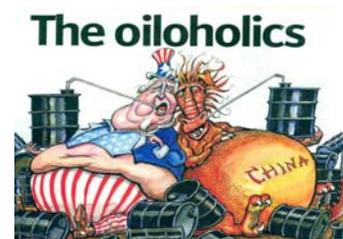


Este crescimento acelerado da demanda de energia já traria, por si só, preocupações quanto ao equacionamento da oferta e impacto nos preços. Entretanto, como visto na reunião do G-8 de 2006, a questão energética está no centro das preocupações dos países industrializados, devido aos temas *segurança energética* e *meio-ambiente*. Será apresentada a seguir uma rápida análise da situação de cada insumo.

1.1 Petróleo

1.1.1 Segurança de suprimento

Como é do conhecimento geral, a (in)segurança energética é quase um sinônimo de vulnerabilidade no suprimento de petróleo. Esta vulnerabilidade resulta da combinação dos seguintes fatores:



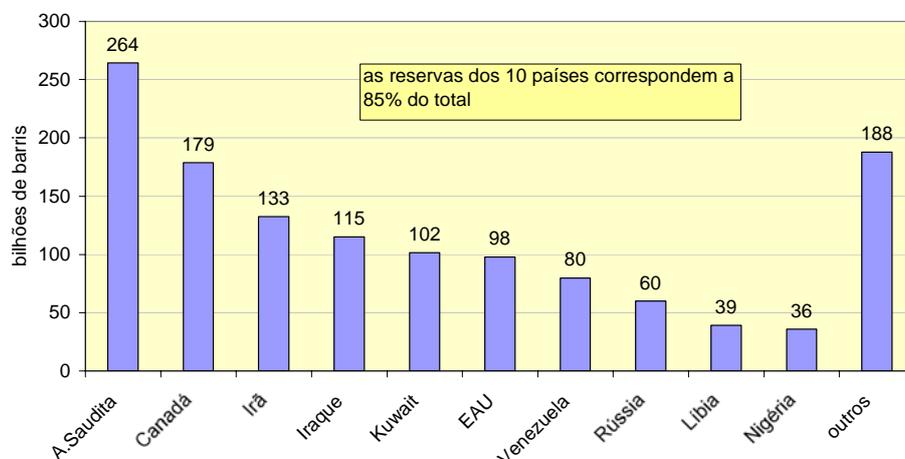
Crescimento acelerado da demanda – Apesar dos preços elevados, o consumo de petróleo aumentou em 3,5% – cerca de 2,8 milhões de barris por dia² (Mb/d) – no ano passado, e deve passar dos atuais 84 Mb/d para 103 Mb/d em 2015. Entre os principais responsáveis por este aumento, estão os Estados Unidos e a China.

Instabilidade política em áreas produtoras – Como ilustrado no gráfico abaixo, 85% das reservas mundiais de petróleo estão concentradas em dez países. Destes, nove estão ou estive-

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 é produzida a partir de petróleo, gás natural e carvão. Nos capítulos sobre o Brasil, onde a 85% da eletricidade provém de usinas hidrelétricas, há uma análise específica do setor elétrico.

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

ram envolvidos em turbulências geopolíticas. Esta situação vem se agravando em consequência da presença americana no Iraque e da questão do Irã.

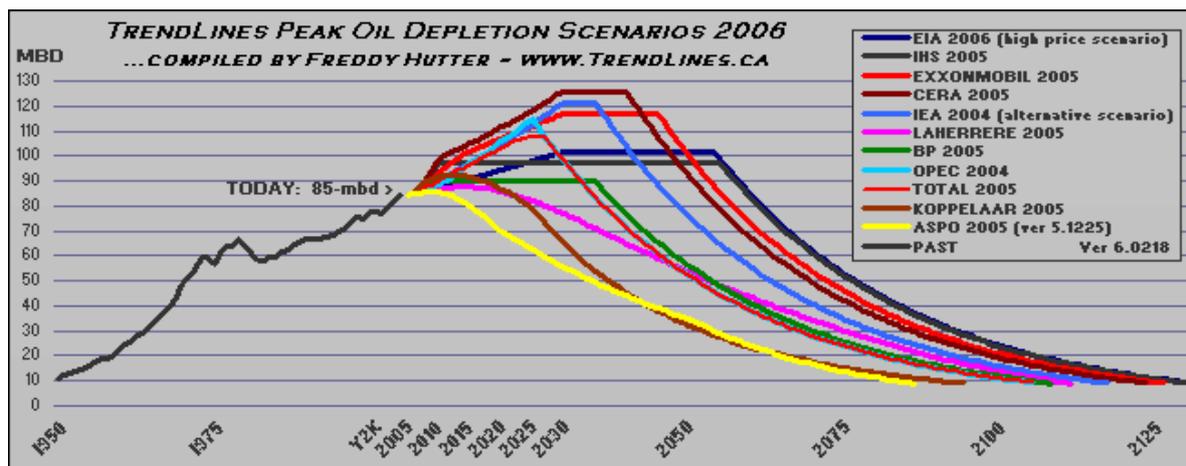


Nacionalização da produção – Outro aspecto geopolítico é que 90% das reservas de petróleo e gás do mundo são controladas pelos governos dos países produtores, e não por empresas internacionais como a Shell, BP e Exxon. A dimensão deste controle é ilustrada pelo fato da Exxon, a empresa com maior valor de mercado do mundo (412 bilhões de dólares), ser a décima-quarta empresa do mundo em reservas – as treze primeiras são empresas nacionais³. 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 um 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 – Uma 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 abaixo, as projeções variam desde um declínio imediato até aumentos expressivos de produção nos próximos vinte anos.

³ Citado em *The Economist*, 12/08/2006, página 55.

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



A combinação de uma produção declinante com uma demanda aquecida teria um impacto explosivo nos preços do petróleo. Uma das maiores controvérsias se refere às reservas reais da Arábia Saudita e de outros grandes produtores do Oriente Médio, que não passam pelos processos internacionais de medição e auditoria. 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 as emissões 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 anos⁶. Também é consenso que este aquecimento pode ser catastrófico para as regiões mais pobres do planeta num prazo de décadas, e não de séculos como se imaginava antes. As evidências apresentadas pelo Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)⁷, resultado do trabalho de centenas de especialistas em dezenas de países, são contundentes e deverão ser ampliadas na próxima edição do relatório, a ser divulgada em 2007.

Além da consolidação da evidência científica, observa-se uma grande mudança na percepção do público em geral sobre a seriedade do problema. Nos últimos meses, por exemplo, o aquecimento global foi matéria de capa de revistas semanais (Time e Veja, entre outros) e destaque em programas de televisão de todo o mundo. O interesse público foi também ampliado por eventos de impacto como furacões de grande intensidade (Katrina e outros), a quebra sucessiva de recordes de temperatura (o verão europeu é o mais recente) e fotos de redução da cobertura de gelo em várias partes do mundo. Estes eventos tornaram os perigos do aquecimento mais concretos e imediatos, e deverão dar um respaldo político bem maior às medidas de redução de impacto ambiental, já 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 100%

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.ipcc.ch.

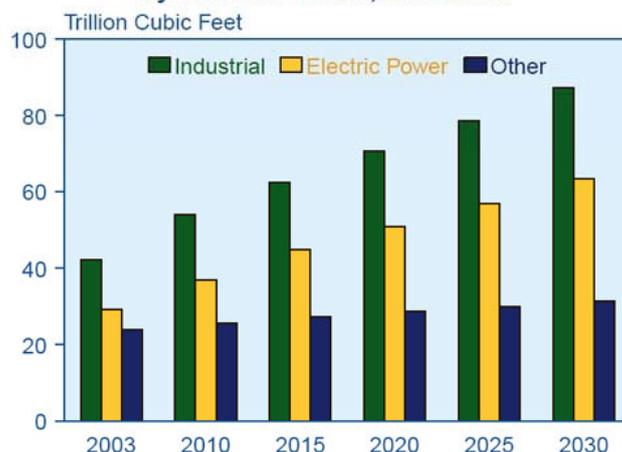
da energia consumida no setor de transportes, o qual por sua vez contribui com quase 25% das emissões dos países industrializados⁸.

1.2 Gás Natural

1.2.1 Segurança energética

O gás natural (GN) vinha sendo considerado uma das fontes mais promissoras para o atendimento da demanda energética mundial, com um ritmo muito acelerado de crescimento do 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.

Figure 35. World Natural Gas Consumption by End-Use Sector, 2003-2030

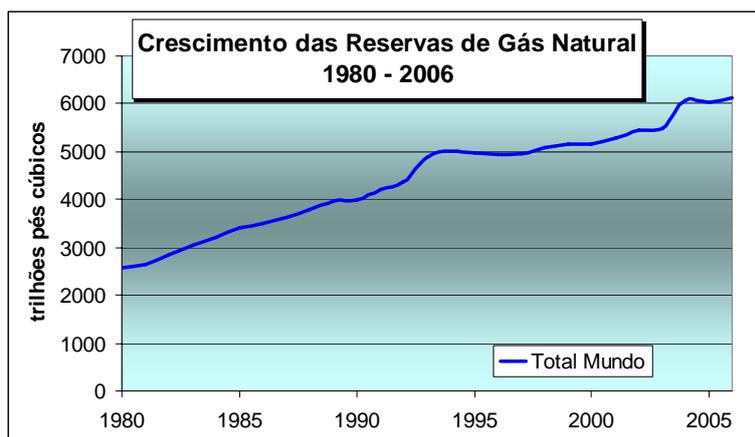


A segunda maior utilização do GN é na geração de energia elétrica, que teve um crescimento exponencial a partir do desenvolvimento da tecnologia de geração a ciclo combinado (CC-GN), na década de 80. Além de eficiente, a CC-GN era competitiva em módulos bem menores do que os de outras tecnologias, por exemplo, 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 mundial⁹.

Além destas características atraentes, 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.

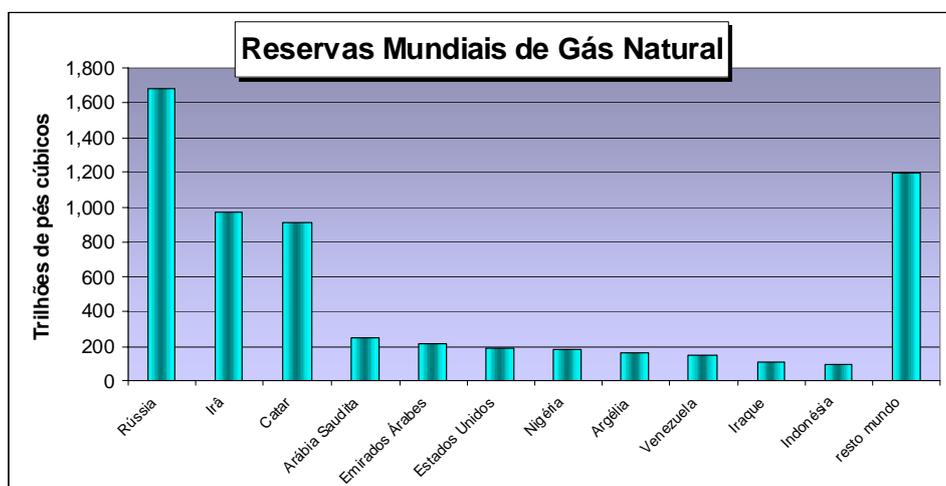
⁸ Nos Estados Unidos, o setor de transportes é responsável por 32% das emissões do país.

⁹ Ver, por exemplo, *Markets for Power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation*, por Paul L. Joskow e Richard Schmalensee, 1988.



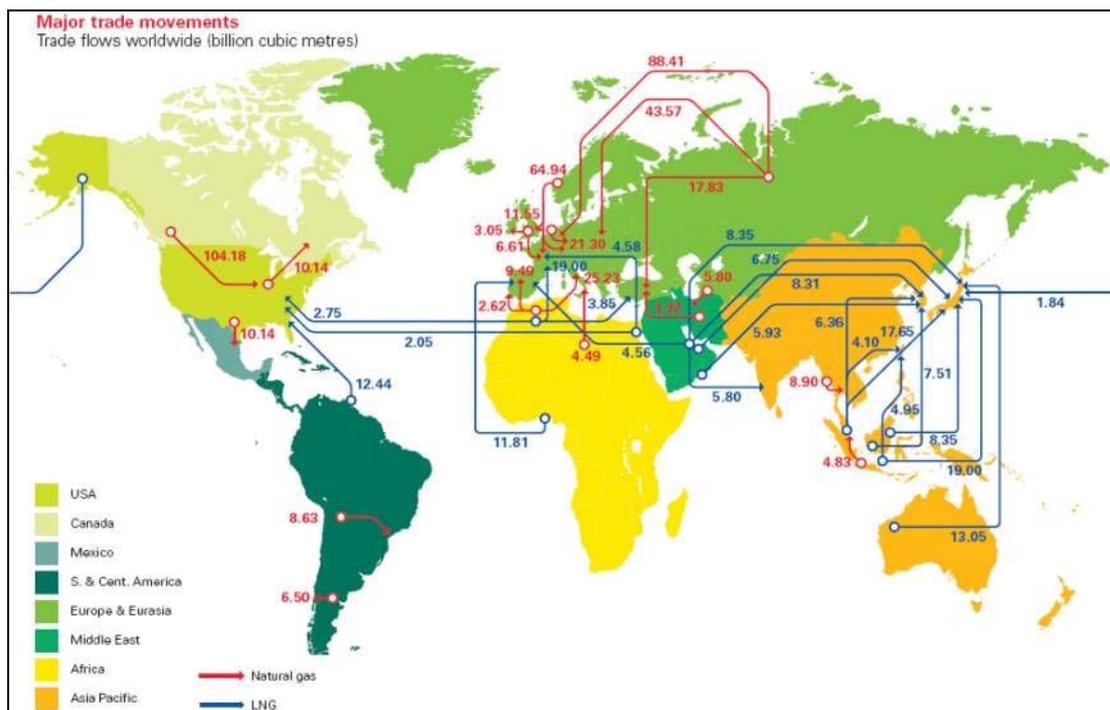
Entretanto, a fragilidade de suprimento do GN se tornou evidente após uma sucessão de eventos nos últimos dois anos, incluindo: suspensão do envio da Rússia para a Ucrânia no inverno europeu de 2005/2006; idem da Argentina para o Chile, que era fortemente dependente do GN para a produção de energia elétrica, desde 2004 até o presente¹⁰; e a questão do gasoduto Bolívia-Brasil, cuja produção chegou a ser brevemente interrompida em 2005 (antes da posse do atual governo da Bolívia) e que vem sendo tema de atritos entre estes países desde então.

Esta percepção de vulnerabilidade 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.



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 diversificar o risco geopolítico.

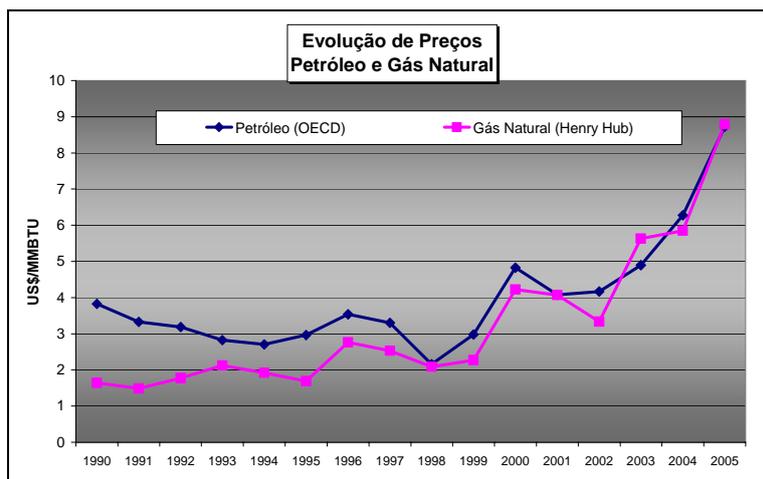
¹⁰ Embora seja menos divulgado, as dificuldades de abastecimento interno também levaram a Argentina a suspender o suprimento de gás contratado com a usina térmica de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul, cuja capacidade de produção foi reduzida de 500 MW para cerca de 200 MW. Houve também um efeito indireto, com a proibição, na prática, de que a geração de usinas térmicas a gás fosse usada para exportar energia elétrica. Como consequência, o contrato de exportação de 2000 MW entre Argentina-Brasil (CIEN) foi severamente afetado.



fonte: BP, 2006

Esta redução de vulnerabilidade foi utilizada, por exemplo, pelo Chile, para justificar a construção de um terminal de regaseificação no país, para reduzir a insegurança do suprimento argentino; idem pelo Brasil (terminais no Rio de Janeiro e Ceará), com relação à Bolívia.

Entretanto, a “comoditização” que permite diversificar as fontes de suprimento de GN faz com que os preços de petróleo e 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.



fonte: BP

1.2.2 Meio-ambiente

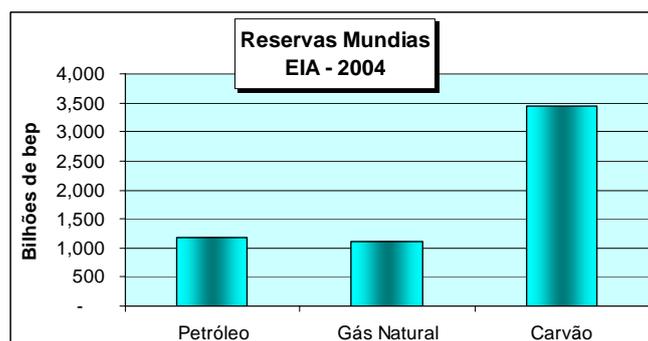
Embora o GN seja mais aceitável, em termos ambientais, do que o óleo e o carvão, isto não significa que seja uma fonte benigna, pois contribui substancialmente para as emissões glo-

bais. Como consequência, prevê-se uma pressão política crescente para substituir a geração termelétrica a GN por fontes que não emitem CO₂, como a biomassa¹¹, a nuclear¹² e a energia eólica.

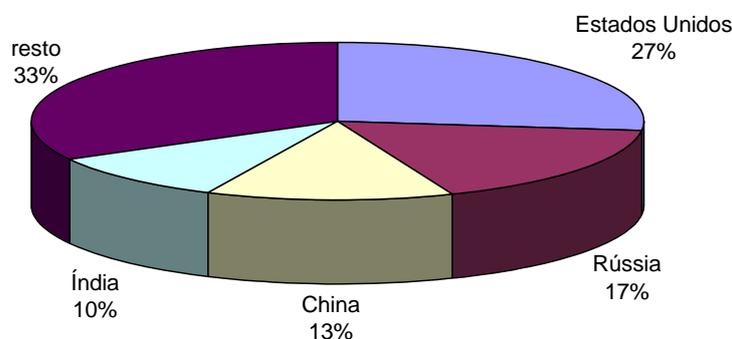
1.3 Carvão

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 as de petróleo e gás natural.



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



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

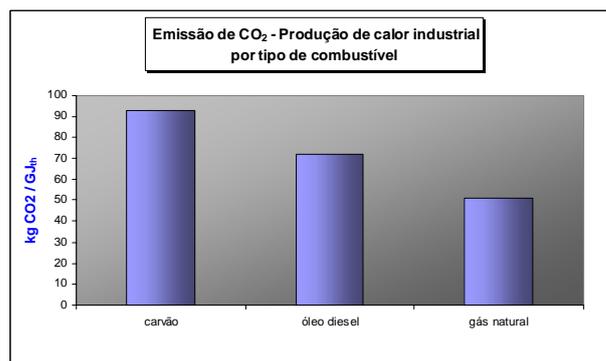
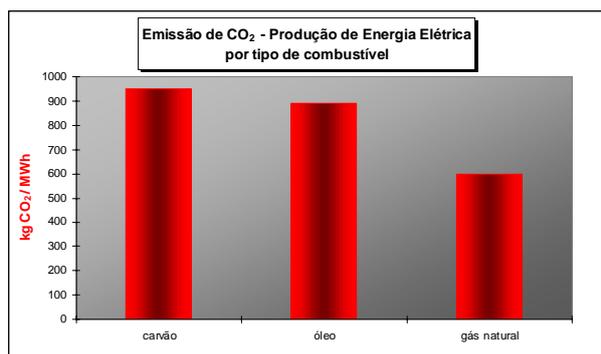
¹¹ Embora a biomassa emita CO₂ quando os resíduos são queimados, ela reabsorve a mesma quantidade quando a vegetação volta a crescer.

¹² 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.

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 atual do Brasil¹³.

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 mais emite por unidade de energia produzida, e um dos grandes responsáveis pelo aquecimento global.



Entretanto, como visto, o carvão tem grande importância para a segurança energética dos Estados Unidos, China e outros, o que sugere uma forte oposição política destes países a qualquer medida ambiental que restrinja seu uso.

1.4 Estratégias de redução da dependência energética

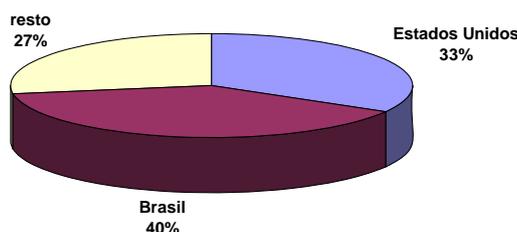
Como visto, a maior vulnerabilidade geopolítica está na área do petróleo e, portanto, de combustíveis líquidos para transporte. As principais alternativas de redução da dependência do petróleo são: (i) *substituição por biocombustíveis*; e (ii) *redução do consumo veicular*.

¹³ Fonte: Nature e Scientific American.

1.4.1 Substituição por biocombustíveis¹⁴

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 medida¹⁵. Por sua vez, o etanol hidratado também pode misturado em qualquer proporção com a 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 utiliza o milho.



A produção mundial de etanol ainda é relativamente pequena, equivalendo a 5% do consumo de gasolina dos Estados Unidos¹⁶. 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.

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 levada em conta a energia fóssil utilizada na produção do mesmo, 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 6 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 a partir de qualquer fonte de gordura ou de óleo vegetal ou animal. Entre as fontes promissoras, incluem-se a soja, mamona, pinhão e palma¹⁷. O biodiesel pode ser misturado diretamente ao diesel convencional, sem mudança nos 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).

¹⁴ O WorldWatch Institute publicou em agosto de 2006 um excelente estudo sobre biocombustíveis, disponível para download no site desta organização.

¹⁵ O Japão, por exemplo, propõe misturar, numa primeira fase, até 3% de etanol na gasolina.

¹⁶ Este cálculo leva em conta que 1 litro de etanol equivale a 0,7 litros de gasolina.

¹⁷ O Brasil vem se concentrando nas três primeiras, e alguns países asiáticos como a Malásia e a Indonésia, na última.

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 diretos¹⁸.

Por sua vez, nenhuma produção de biodiesel é ainda competitiva com o preço do diesel, sendo necessário subsídio. Esta competitividade deve surgir à medida que a estrutura de produção do biodiesel ganhe escala. 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 de mais 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 produzido¹⁹. Por exemplo, se for utilizado gás natural para produzir hidrogênio, seria 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) *captação e armazenamento de carbono* (CAC).

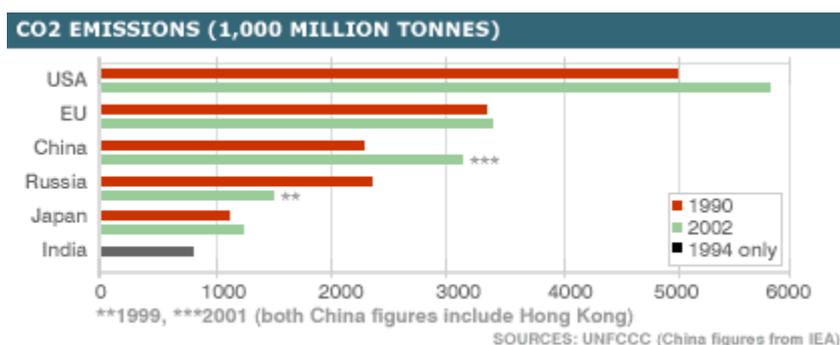
1.5.1 Quotas nas emissões

O mecanismo de quotas é a base do conhecido Protocolo de Quioto. De uma 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 das mesmas, 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 Unidos²⁰ e pela isenção de quotas para países em desenvolvimento, incluindo emissores importantes como a China e Índia.

¹⁸ 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).

¹⁹ 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.

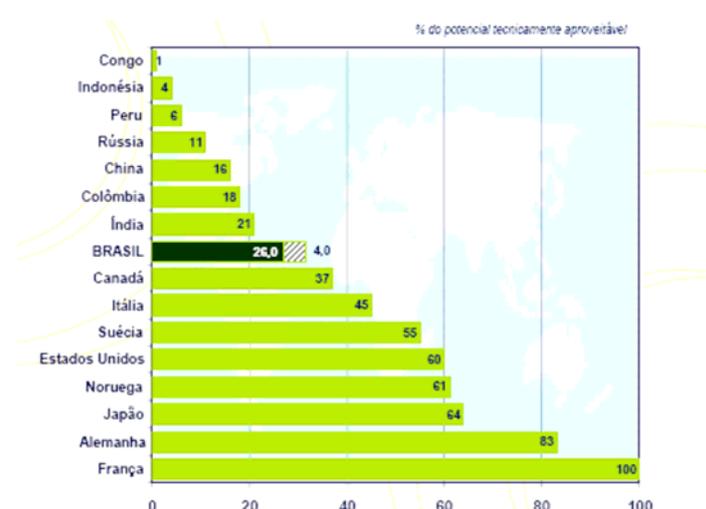
²⁰ Alguns estados americanos, liderados pela Califórnia, estão propondo legislação local para mecanismos de cotas semelhantes ao Protocolo de Quioto.



1.5.2 Geração de eletricidade com fontes renováveis

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

A hidreletricidade 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 hidrelétrica na região das cataratas do Niágara. Como mostra a Figura a seguir, os países industrializados já desenvolveram a maior parte de seu potencial hidrelétrico, e é pouco provável que o restante seja utilizado²¹; nos países emergentes, por outro lado, ainda há um grande potencial a ser desenvolvido.



Apesar da hidreletricidade ser um recurso renovável, abundante, e competitivo para muitos países, entre os quais se destaca o Brasil, ela enfrenta uma forte oposição a nível internacional, que resultou, por exemplo, na paralisação de financiamentos do Banco Mundial para hidrelétricas por mais de uma década; e na proibição, na prática, de atribuir créditos de carbono a projetos hidrelétricos de algum porte no âmbito do Protocolo de Quioto.

A energia eólica é atualmente a fonte renovável com maior taxa de crescimento anual. Ela tem como atrativos o potencial abundante e custos instalação decrescentes ao longo do tempo. Entretanto, ela ainda não é competitiva; os Estados Unidos, por exemplo, 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 termelétrica), devido à variabilidade dos ventos; e oposição estética às “wind farms”.

²¹ Entre as razões, está a preservação dos rios para uso turístico, alto custo da terra que seria inundada, e outros.

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 única opção comercialmente competitiva é a associada à industrialização 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. Por exemplo, a emissão das usinas a carvão 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 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, por exemplo poços de petróleo esgotados. Embora a CAC seja atraente em termos técnicos, a preocupação com este esquema é que, na prática, estão sendo construídos centenas de milhares de MWs de usinas a *carvão convencionais*, com a *promessa* de convertê-las para a tecnologia CAC no futuro.

A aliança carvão & hidrogênio

Nos Estados Unidos, a estratégia carvão/CAC é freqüentemente associada com a chamada “economia de hidrogênio”. Conforme já 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 milhares de cidades. Também já foi discutido que 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 nos biocombustíveis, para os quais tanto o controle do combustível como a vantagem competitiva estariam com países emergentes, em particular o Brasil.

1.6 Conclusões

Como visto neste capítulo, a insegurança energética a nível mundial deverá persistir ou até piorar, mantendo os preços do petróleo e do gás natural em patamares elevados. 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 elétrica²²;
3. Grande interesse de investidores internacionais em energia “limpa”, em especial nas áreas de etanol, biodiesel e bioeletricidade. A curto prazo, isto representará maiores oportunidades para as indústrias de equipamentos²³. A médio prazo, deverá haver uma integração muito 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 em maior detalhe nos próximos capítulos.

²² Como será visto em mais detalhe, os preços da eletricidade de um país estão mais associados aos preços de produção local, não aos custos de oportunidade dos mercados internacionais. Como a geração no Brasil é de base hidrelétrica, 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.

²³ 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 2006-2010

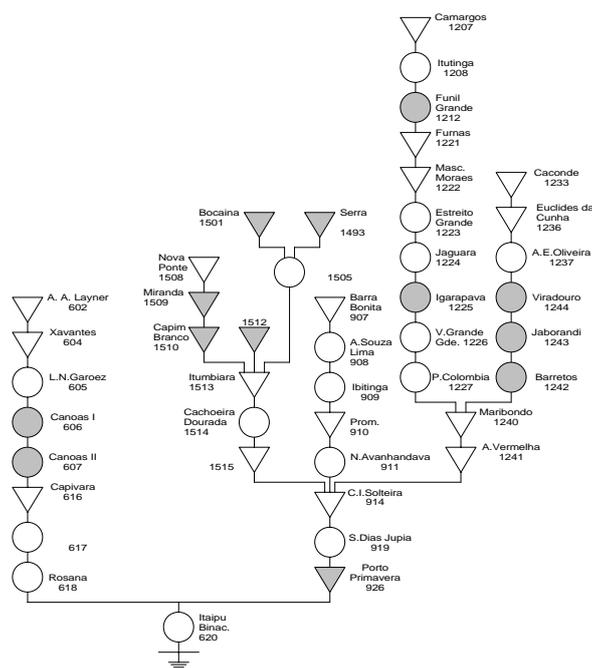
1.7 Energia elétrica

1.7.1 Produção

A capacidade geradora instalada no Brasil é 92 mil MW²⁴. 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 provém de usinas hidrelétricas; os 15% restantes provém de geração termelétrica. 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 nos próximos dez anos.

As usinas hidrelétricas se localizam em várias bacias hidrográficas, distribuídas em todas as regiões brasileiras. Além disso, é em geral econômico²⁵ construir várias usinas em um mesmo rio (usinas em “cascata”. A Figura a seguir mostra um diagrama esquemático das usinas hidrelétricas na região Sudeste.



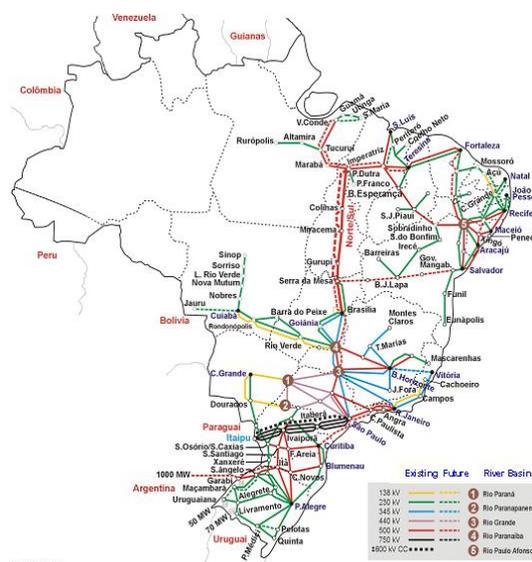
²⁴ Fonte: ONS 2005 – Inclui Itaipu e importação da Argentina, e refere-se ao Sistema Interligado. Não inclui auto-produção “in situ”.

²⁵ O desenvolvimento de usinas em 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.

Devido às dimensões do Brasil, diferentes bacias têm diferentes regimes de chuva e condições macro-climáticas. Por exemplo, a ocorrência do fenômeno El Niño faz com que a região Sul tenha precipitações maiores que a média, enquanto na região Sudeste a tendência é de chuvas inferiores à média. Esta diversidade climática é aproveitada para otimizar a produção de energia: o sistema gerador é operado como se fosse um “portfólio”, exportando energia das regiões mais “molhadas” para as mais “secas”²⁶.

1.7.2 Transporte

A operação como “portfólio” do sistema gerador, com a transferência de milhares de MWs entre regiões, só é viável se houver uma infra-estrutura adequada de transporte de energia elétrica. Por esta razão, o Brasil é um dos países de maior intensidade de transmissão²⁷ do mundo, só comparável à Rússia. O sistema de transmissão atual, mostrado na Figura abaixo, tem cerca de 80 mil km de linhas de transmissão de alta tensão. Algumas destas linhas, como por exemplo as que interligam as regiões Sudeste e Nordeste, têm mais de mil quilômetros de comprimento. Está prevista a construção de cerca de 40 mil quilômetros adicionais nos próximos dez anos.



1.7.3 Balanço estrutural oferta × demanda

Se o sistema gerador brasileiro fosse composto de usinas térmicas, o balanço de oferta × demanda seria feito comparando a potência instalada total 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 hidrelétricas, esta comparação é um pouco mais sutil. Embora uma usina hidrelétrica possa produzir sua potência máxima nas horas de maior consumo em

²⁶ A analogia com gerência de portfólios é mais próxima do que se poderia pensar. O Operador Nacional do Sistema utiliza um modelo de otimização probabilística, cuja técnica de solução é tão sofisticada quanto as usadas na gerência de risco dos fundos de investimento. Como curiosidade, é até possível interpretar cada usina hidrelétrica como um “ativo” (ações, renda fixa etc) cuja “valorização”, a cada mês, é a vazão que chega à mesma.

²⁷ km de linha por MWh de consumo.

cada dia, ela *não* pode gerar sua capacidade máxima de maneira permanente, ou *sustentável*. A razão é que a produção de energia de uma hidrelétrica depende das vazões dos rios, que variam ano a ano. Portanto, é inevitável que a produção de energia da hidrelétrica em um ano “seco” seja inferior à de um ano molhado. Em outras palavras, uma usina hidrelétrica 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 termelétrico é diferente da capacidade de um sistema hidrelétrico, mesmo que a potência instalada de ambos seja idêntica. Portanto, o primeiro passo de um balanço de oferta \times demanda é “traduzir” as potências de cada gerador, hidrelétrico e térmico, para uma *base comum*, que possa ser comparável. No setor elétrico brasileiro, esta base é a *energia firme*. De uma 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)²⁸. Como referência, a energia firme de uma hidrelétrica 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 no histórico.

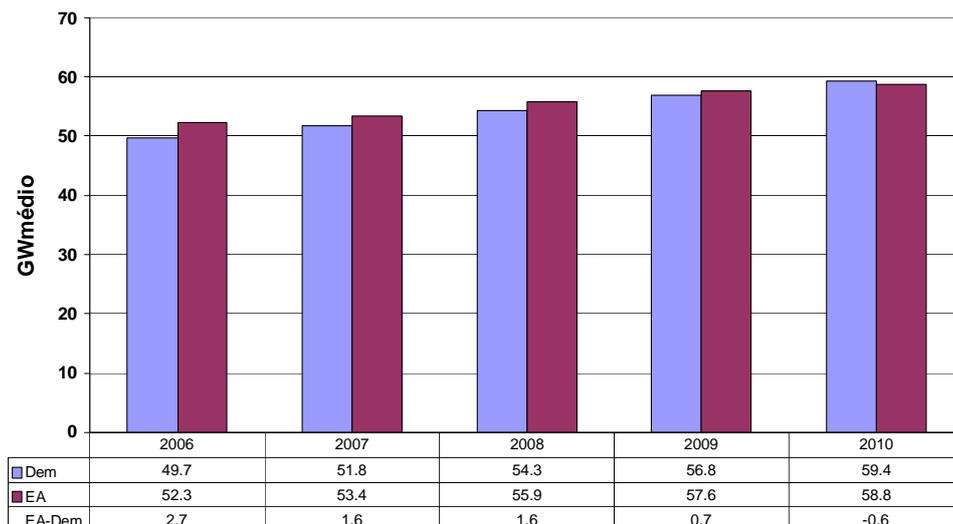
Se, por outro lado, a energia firme total for inferior ao consumo médio, isto *não* significa que *haverá* racionamento – somente significa que *haveria* racionamento *se ocorresse* a pior seca do histórico. Dependendo da diferença entre energia firme e consumo, o atendimento ainda poderia estar garantido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

Muitas das declarações contraditórias que se observa 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.

A Figura a seguir compara a oferta de energia firme, em GW médios²⁹, com a demanda projetada para os anos de 2006 a 2010. Todos os valores de oferta (geradores existentes e cronograma de entrada de novos geradores) foram extraídos do Plano Mensal de Operação (PMO) de agosto de 2006, publicado pelo Operador Nacional do Sistema. Os valores de consumo médio também foram extraídos do PMO; eles correspondem a uma hipótese de crescimento anual de 4,8% da demanda, associada a uma taxa de 4% de crescimento do PIB.

²⁸ A partir dos anos 80, 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 contém 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.

²⁹ Um GW médio corresponde a mil MW médios.



Observa-se inicialmente que a energia firme em 2006 excede a demanda média em 2,7 GW médios. Como visto, isto significa que o critério de suprimento foi satisfeito, e no caso até excedido: a demanda seria atendida mesmo que a mesma aumentasse em 2,7 GW médios.

Um dado interessante é que este excesso de oferta *não* resulta de investimentos em geração nos últimos anos; ele é consequência de uma 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 um 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 2006.

A Figura também mostra que oferta e demanda vão se ajustando gradualmente, até atingir o equilíbrio em 2009-2010. É este tipo de ajuste que respalda as afirmações de que o suprimento de energia elétrica está assegurado até 2010.

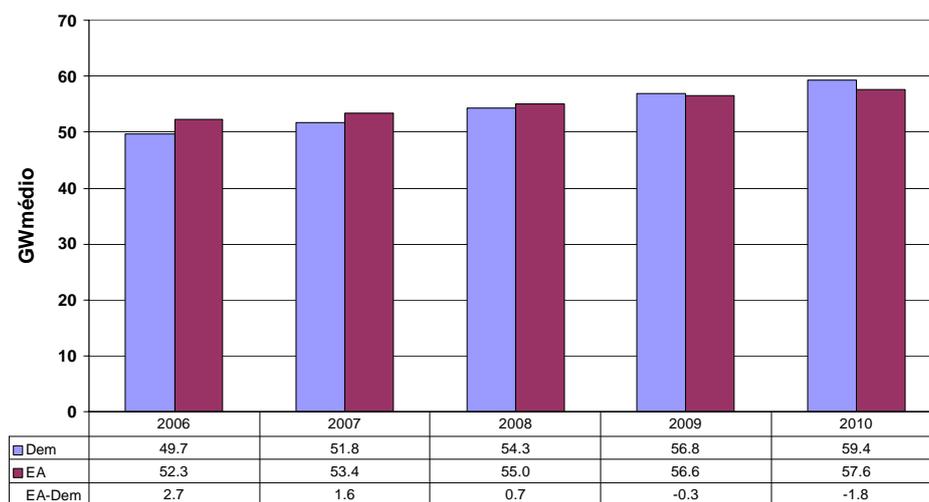
1.7.4 Sensibilidade com relação às premissas

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. As principais incertezas incluem: (i) entrada das usinas do Proinfa em 2007 e 2008; (ii) entrada de usinas hidrelétricas com restrições ambientais; e (iii) disponibilidade de gás natural para as usinas térmicas nos anos de 2006 a 2009.

O Proinfa, tema da incerteza (i), é um programa de construção de 3.150 MW de energia renovável (cerca de 1.300 MW de energia firme), divididos (quase) igualmente entre usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e co-geração à biomassa. O balanço visto acima supõe que 100% do Proinfa já estará em operação em 2007 e 2008. A preocupação é que, de acordo com a ANEEL, somente 30% da potência (830 MW) estão hoje em construção. Portanto, uma primeira sensibilidade seria retirar $70\% \times 1.300 \text{ MW} = 910 \text{ MW}$ da oferta de energia firme.

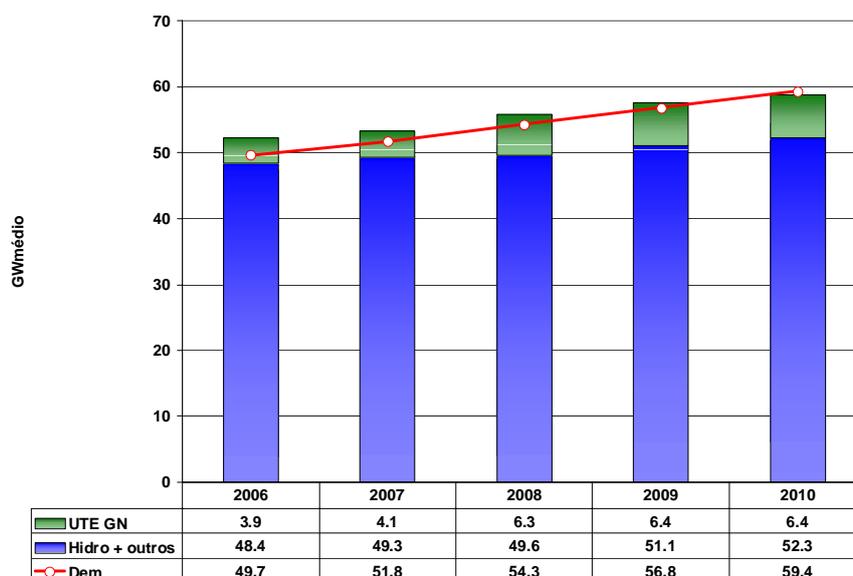
No que se refere à incerteza (ii), o cenário de oferta conta com a entrada de cerca de treze usinas hidrelétricas, atualmente em construção. Entretanto, de acordo com o relatório de fiscalização de projetos emitido pela ANEEL, *todas* as treze usinas apresentam algum tipo de pendência ambiental. Para cinco destas usinas, que somam cerca de 300 MW de energia firme, a ANEEL considera que não haveria sequer uma data prevista de entrada. Uma segunda sensibilidade seria, portanto, a de subtrair estes 300 MW de energia firme da oferta.

A Figura a seguir mostra o balanço de oferta e demanda quando se consideram as incertezas (i) e (ii).



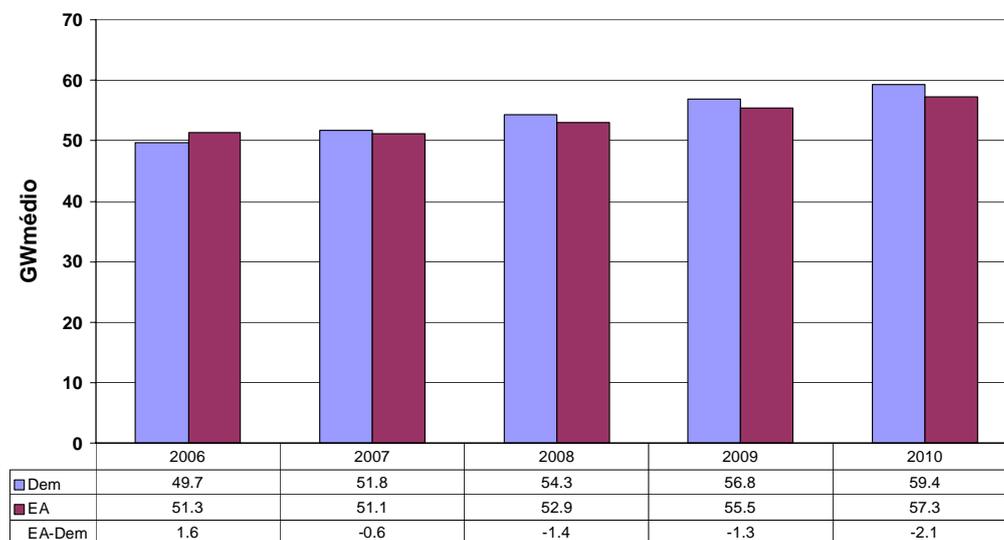
Observa-se que a diferença entre demanda e oferta, em 2010, aumentaria para 1.800 MW médios, que já é um montante significativo em termos de segurança de suprimento.

A relevância do tema (iii), disponibilidade de gás natural, pode ser melhor entendida através do gráfico abaixo, que mostra o mesmo balanço de oferta × demanda inicial, mas destaca na oferta a contribuição de energia firme das térmicas a gás natural.



Observa-se na Figura que a energia firme destas térmicas é importante para “fechar” o balanço de energia elétrica, em particular a partir de 2007. A preocupação é que o balanço de oferta e demanda do *gás natural*, discutido na próxima seção, apresenta defasagens significativas de 2006 a 2009.

Se estas restrições potenciais na oferta de gás forem direcionadas para o setor elétrico, a oferta de energia firme das térmicas seria reduzida em cerca de 3.000 MW no período 2008-2009. O balanço resultante, que engloba tanto esta redução como as sensibilidades (i) e (ii), está mostrado a seguir.



Observa-se que passaria a existir uma defasagem de 1.400 MW de energia firme a partir de 2008, que aumentaria para 2.100 MW em 2010.

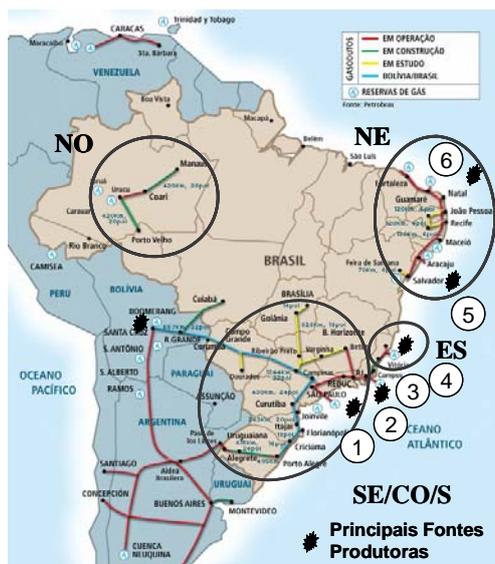
Em resumo, as restrições potenciais no suprimento de gás natural poderiam afetar a oferta de energia firme no período 2006-2009. Para 2009 e 2010, o principal fator de impacto na oferta de energia elétrica seria o atraso da geração do Proinfa e de hidrelétricas com pendências ambientais.

Registra-se que o Ministério de Minas e Energia, através do Comitê de Monitoramento da Setor Elétrico (CMSE), vem realizando análises permanentes da evolução da oferta e demanda, e propondo medidas mitigatórias no caso de dificuldades de suprimento. No caso do gás natural, por exemplo, uma medida em fase de implementação é a transformação de térmicas a gás para usar também óleo diesel (bicomcombustível).

1.8 Gás Natural

1.8.1 Produção local

A Figura a seguir mostra a estrutura atual de produção do gás natural, composta de quatro macro-regiões, 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.



- | | |
|-----------|------------------|
| ① Merluza | ④ Espírito Santo |
| ② Campos | ⑤ Manati |
| ③ Santos | ⑥ R. G. Norte |

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 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

1.8.2 Importações

A produção nacional é complementada por importações da Bolívia, através do gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol), de 30 milhões de MM³/dia³⁰. A partir de 2009, serão instalados terminais de regaseificação no Ceará e Rio de Janeiro, que permitirão a importação de GNL.

³⁰ 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 o suprimento à usina térmica de Cuiabá. Como visto na seção sobre energia elétrica, a maior parte do suprimento de gás para Uruguaiana foi interrompido em 2004, devido a dificuldades de suprimento naquele país. Em setembro de 2006, o suprimento do gasoduto lateral também foi interrompido, devido a problemas nas unidades de compressão de gás da Bolívia.

O Gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol)

O projeto de colaboração energética entre Brasil e Bolívia existe desde a década de 30. Ele começou a tornar-se realidade em 1992, quando a Petrobras assumiu a responsabilidade pelo gasoduto entre os dois países. O GasBol, cuja construção foi iniciada 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.

A Petrobras contratou com a YPFB da Bolívia um suprimento de gás de 30 MM3/dia - capacidade máxima do GasBol³¹. O preço médio deste suprimento é de 4,5 US\$/MMBTU³², 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, através de um contrato separado.

A meta original do governo boliviano era arrecadar 40% destes 1,6 bilhões, cerca de US\$ 640 milhões, através de "royalties" e impostos, cobrados aos produtores de gás na Bolívia. Entretanto, como os produtores ainda estão amortizando os cerca de US\$ 3 bilhões investidos, seu imposto nos últimos anos foi zero, o que reduziu a arrecadação esperada de 640 para cerca de 340 milhões de dólares³³. A melhoria deste montante 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 cerca de 400 US\$ milhões, o que "zera" o déficit fiscal do país. O objetivo do governo Morales, ao aumentar este mesmo imposto para 82%, foi o de arrecadar cerca de US\$ 450 milhões adicionais que serão utilizados nos 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 conseguidos com o aumento de impostos dos produtores de gás na Bolívia.

Do exposto acima, conclui-se que a possibilidade de uma interrupção política do suprimento do GasBol é relativamente pequena, pois como a Bolívia já havia conseguido 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 houvesse um 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 MM3/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 MM3/dia³⁴. Esta diferença de 6 MM3/dia entre volume contratado e capacidade de exportação não tem sido sentida porque, por coincidência, a capacidade de *importação* total do Brasil e Argentina também está reduzida em 6 MM3/dia³⁵. Além disso, 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.

³¹ Devido a restrições de transporte no Brasil, a importação está limitada a 26 MM3/dia. Esta restrição será eliminada com a entrada em operação do gasoduto Campinas-Japeri, prevista para 2007.

³² 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 cerca de 0,4 US\$/MMBTU pelo transporte na Bolívia.

³³ 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.

³⁴ Fonte: GasEnergy.

³⁵ Estas restrições são causadas por limites de transporte nos gasodutos internos dos países. A restrição de importação do GasBol é cerca de 4 MM3/dia (26 dos 30 MM3/dia contratados); a da Argentina, 1,7 MM3/dia (6 dos 7,7 MM3/dia contratados), somando 5,7 MM3/dia.

1.8.3 Transporte de gás

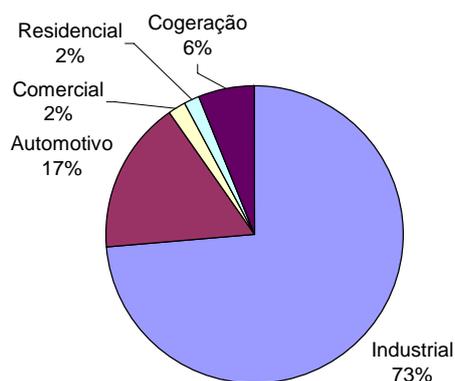
A rede de transporte de gás no Brasil ainda é pouco desenvolvida, com cerca de 8.500 km de extensão - como referência, a rede de transporte de gás dos Estados Unidos possui cerca de 450 mil km.

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 responsável pela operação do gasoduto lateral da Bolívia (dedicado ao suprimento de Cuiabá).

1.8.4 Consumo

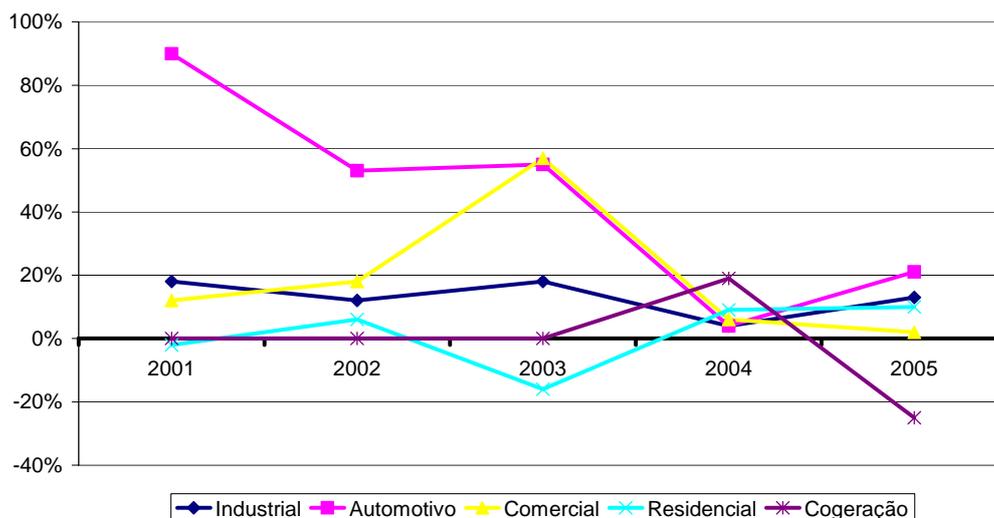
Os principais consumidores de gás natural são: (i) “distribuidoras” (segmentos industrial, comercial, residencial, veicular (GNV) e co-geração); (ii) refinarias da Petrobras; e (iii) usinas termelétricas.

O gráfico a seguir mostra a composição do consumo das distribuidoras³⁶. Observa-se que os principais segmentos são o industrial e veicular, com mais de 90% do consumo total.



A previsão do consumo total de gás para o período 2006-2010 é, como de se esperar, dada pela soma dos consumos previstos para as distribuidoras, refinarias e termelétricas. No caso das distribuidoras, as previsões se baseiam 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.

³⁶ Média para o Brasil, 2005. Fonte: ANP.



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

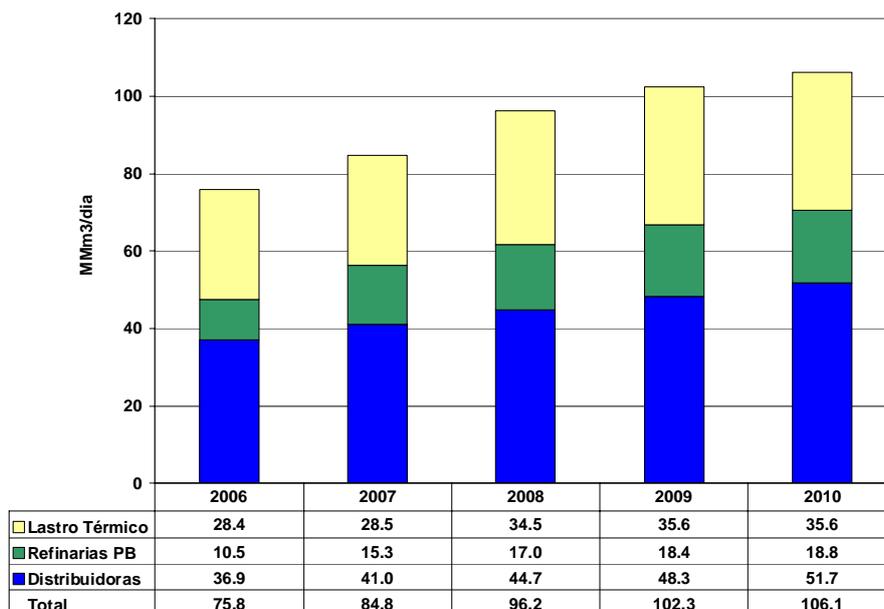
O componente mais complexo da previsão, entretanto, é o consumo das termelétricas. Como visto, a energia firme das hidrelétricas (que compõe 85% da capacidade de geração) é calculada para a pior seca do histórico. Como, na maior parte do tempo, as vazões afluentes são maiores do que esta pior seca do histórico, conclui-se que as hidrelétricas podem produzir, também na maior parte do tempo, mais energia do que sua capacidade firme. Dado que o custo de produção desta energia hidrelétrica “extra” é muito baixo, o Operador Nacional do Sistema tenta aproveitá-la ao máximo, reduzindo a produção das usinas termelétricas. Como consequência, há uma grande variabilidade na energia termelétrica 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 ao longo de todo o ano³⁷. Esta premissa é razoável porque a regulamentação do setor elétrico requer que cada térmica tenha contratos com os produtores de gás onde se garante o suprimento de combustível mesmo que a térmica opere permanentemente na capacidade máxima.

1.8.5 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 2006 a 2010. Observa-se inicialmente o forte crescimento da demanda por gás, que aumenta 40%, cerca 30 milhões de m³/dia, de hoje até 2010. Também deve ser registrada a importância do consumo termelétrico, quase 40% do total em 2006.

³⁷ 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.

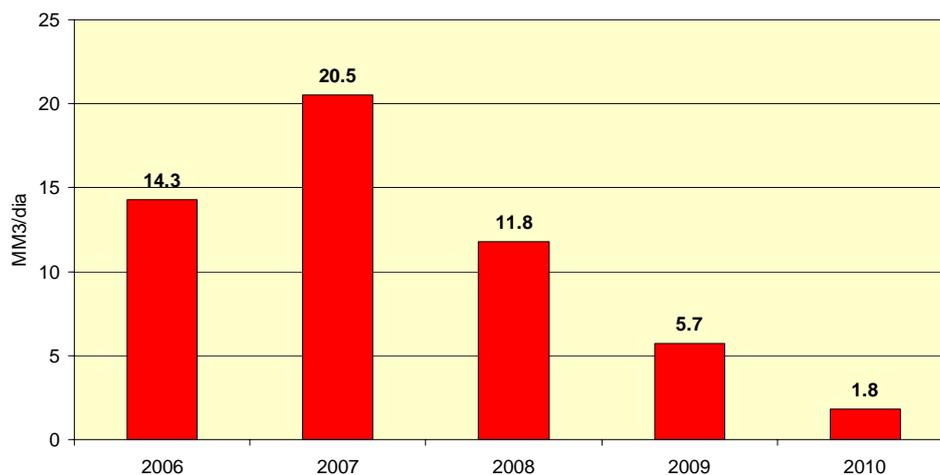


Por sua vez, a Tabela a seguir apresenta a projeção de produção e importação de gás natural para os anos 2006 a 2010³⁸

	(MMm3/dia)				
	2006	2007	2008	2009	2010
SUL/SUDESTE					
GNL	0.0	0.0	0.0	7.0	14.0
Campos	14.4	14.9	19.5	19.0	18.0
Merluza+Lagosta	1.2	1.9	2.5	2.5	2.5
Gasbol	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Santos	0.0	0.0	0.0	8.0	8.0
Total	45.6	46.8	52.0	66.5	72.5
ESPIRITO SANTO					
Total	1.3	6.6	18.0	18.0	18.0
NORDESTE					
GNL	0.0	0.0	0.0	3.0	6.0
Campos Existentes	10.3	9.2	8.1	7.2	6.4
Manati	3.8	6.2	6.2	6.2	6.2
Camumu	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
Potiguar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
Total	14.2	15.4	14.4	16.4	20.8
Brasil					
Total	61.1	68.8	84.4	100.9	111.3

Observa-se que, até 2009, a oferta total de GN é inferior ao requisito de consumo. A partir de 2010, oferta e demanda deverão estar equilibrados. A Figura a seguir mostra a diferença entre demanda e oferta a cada ano.

³⁸ A Tabela não inclui a produção de GN da região Norte, Urucu, que será dedicada à geração de gás natural nos sistemas de Manaus (gasoduto Coari-Manaus) e Rondônia.



Observa-se que já hoje (2006) há uma defasagem de cerca de 14 MMm³/dia entre demanda e oferta. Uma pergunta imediata é porque esta defasagem não é observada. A resposta, como visto anteriormente, é que o consumo efetivo de gás natural depende fortemente da operação das térmicas a gás. Se as mesmas não estiverem despachadas, o consumo total seria cerca de 47 MM m³/dia, bem inferior à oferta de 61 MM m³/dia. Se, por outro lado, elas forem acionadas, estima-se a partir do balanço acima que não seria possível acionar cerca de 2.800 MW de capacidade térmica³⁹, por falta de gás.

Restrições atuais no despacho térmico

Na semana de 26 de agosto de 2006, o Operador Nacional do Sistema (ONS) determinou o despacho de oito térmicas a gás⁴⁰, com potência total de aproximadamente 4.000 MW. Entretanto, como informado no boletim de acompanhamento operativo do mesmo ONS, 2.600 MW deste total se declararam indisponíveis, em grande parte por falta de gás. Este montante de indisponibilidade de 2.600 MW é compatível com o sugerido pelo balanço acima.

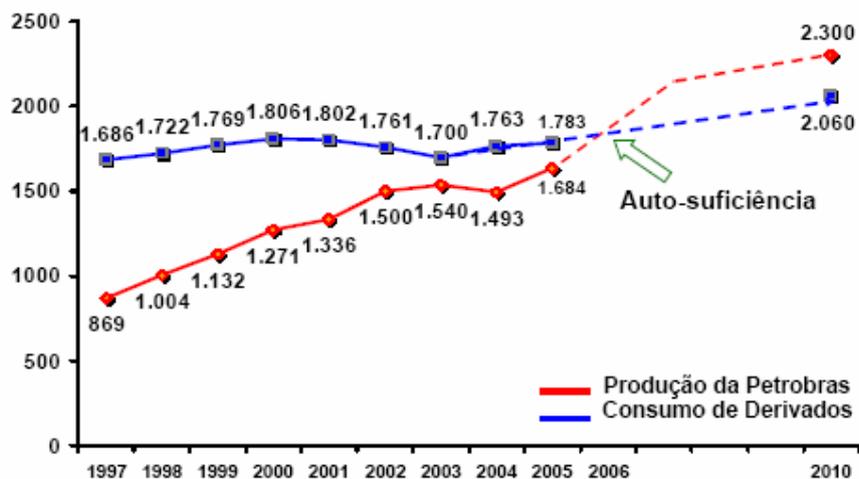
A defasagem entre oferta e demanda se acentua em 2007, e diminui gradualmente a partir daí, como resultado da entrada em produção do Espírito Santo, Santos e da importação de GNL a partir de 2009.

1.9 Petróleo

A Figura abaixo mostra a evolução da oferta e demanda de petróleo de 1997 até hoje (2006). Como é do conhecimento geral, o Brasil atingiu neste ano a auto-suficiência em petróleo, resultado de quase trinta anos de esforços na prospecção e desenvolvimento tecnológico.

³⁹ A potência de 2.800 MW foi estimada dividindo 14,3 MM3/dia por 5, que é aproximadamente o fator de conversão de consumo de gás para MW médio de uma usina a ciclo combinado.

⁴⁰ Eletrobrás; Ibiritermo; Macaé Merchant; Norte Fluminense; TermoRio; Três Lagoas; Canoas; e Termopernambuco.



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

Para que esta projeção seja realizada, 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 de 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, um preço de 23 US\$/barril já garante uma taxa de retorno adequado. Cada 1 US\$/barril acima desta referência adiciona 1 bilhão de US\$ aos recursos operacionais da companhia em 2010.

1.10 Conclusões – abastecimento 2006-2010

- **eletricidade:** permite atender um crescimento de 4,8% da demanda; entretanto, é necessário um monitoramento da situação de suprimento de gás natural – que afeta a disponibilidade das usinas térmicas – no período 2006-2009; e da entrada em operação dos equipamentos do Proinfa e hidrelétricas com pendências ambientais, dos quais depende o “fechamento” do balanço de oferta × demanda em 2010;
- **gás natural:** defasagem potencial entre oferta e demanda a partir de 2006 (depende da necessidade de acionar as térmicas), acentuada em 2007 e gradualmente reduzida a partir de 2009 com a entrada dos reforços programados. 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 indicam que a auto-suficiência deve ser sustentável.

3 ENERGIA NO BRASIL: OPORTUNIDADES

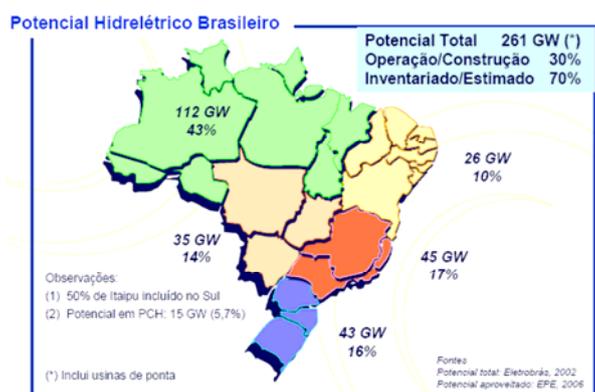
Apesar das dificuldades conjunturais de suprimento comentadas no capítulo anterior, o Brasil apresenta perspectivas energéticas excepcionais, destacando-se:

- **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 a oportunidade de manter a participação das fontes tradicionais, em particular a hidreletricidade, 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 produção de eletricidade e gás. Como será visto, a rede de transmissão e os reservatórios das usinas hidrelétricas podem ser usados como infra-estrutura *virtual* de transporte e armazenamento de gás natural.
- **Segurança energética e integração regional** – Como visto no primeiro capítulo, a vulnerabilidade energética é uma das grandes preocupações dos países industrializados. O Brasil se encontra numa 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, através de um novo modelo institucional e comercial que otimize os benefícios econômicos e permita, ao mesmo tempo, reduzir os riscos geopolíticos através da 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 um pólo importante deste processo de integração.

A combinação destes fatores tornam o país muito atraente para investimentos externos e possibilitam o aumento da competitividade da indústria. Naturalmente, a transformação destas oportunidades em realidade é uma tarefa bastante complexa, e que traz desafios importantes nas áreas de política econômica, desenvolvimento institucional e política ambiental.

1.11 Energia Hidrelétrica

O potencial hidrelétrico do Brasil é cerca de 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, a região Nordeste é a que tem menos recursos ainda a desenvolver.



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

1. uso da *flexibilidade* da produção hidrelétrica 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 hidrelétricas como *infra-estrutura virtual* de transporte e armazenamento de *gás natural* (ver seção de gás natural).
3. uso da *sinergia* entre geração hidrelétrica e térmica para reduzir os custos operativos e aumentar a confiabilidade global de suprimento (ver Box a seguir);

Sinergia Hidrotérmica

Como visto no capítulo anterior, as usinas hidrelétricas produzem, na maior parte do tempo, mais energia do que sua capacidade firme; também foi visto que o Operador Nacional do Sistema tenta aproveitar ao máximo esta geração adicional, reduzindo a produção das usinas termelétricas, da mais cara para a mais barata. A consequência desta otimização é a redução do custo da energia termelétrica para o consumidor. Suponha, por exemplo, que 60% do custo unitário de uma usina térmica (R\$/MWh) venha do custo de operação (gasto com combustível), e os demais 40%, do investimento na construção. Se a energia hidrelétrica substituir a da térmica 70% do tempo, o custo total da térmica se reduz em 42%⁴¹, contribuindo para a redução das tarifas.

A contribuição das usinas termelétricas, por sua vez, é a de aumentar a *confiabilidade* conjunta do suprimento de energia. Como as vazões afluentes às usinas dependem das condições climáticas, as hidrelétricas não podem garantir, com segurança absoluta, o suprimento da demanda⁴². Portanto, adota-se um critério probabilístico de suprimento, por exemplo o de garantir o atendimento em 95% dos cenários hidrológicos simulados. Suponha agora que uma térmica é adicionada ao sistema hidrelétrico. O que se observa é que a confiabilidade de suprimento⁴³ do sistema hidrotérmico é *melhor* do que o critério (no caso, inferior a 95%). De uma maneira simplificada, a razão é que, como a termelétrica produz energia em *todos* os cenários hidrológicos, ela contribui com 100% de confiabilidade a uma soma ponderada onde a média das demais parcelas (hidrelétricas) era 95%. Visto de outra maneira, a inserção da térmica permite aumentar ainda mais a demanda atendida, até chegar ao critério de confiabilidade, sem investimentos adicionais em capacidade.

Em resumo, há uma grande sinergia entre hidrelétricas e térmicas: as hidrelétricas reduzem os custos médios de operação térmica, e as térmicas aumentam a confiabilidade de suprimento.

1.12 Gás natural

Como visto nos capítulos anteriores, 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 7 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 provadas atuais são de 306 bilhões de m³, e com as expansões previstas no plano estra-

⁴¹ $0,7 \text{ (redução do custo operativo)} \times 0,6 \text{ (proporção do custo de operação no custo total)} = 42\%$.

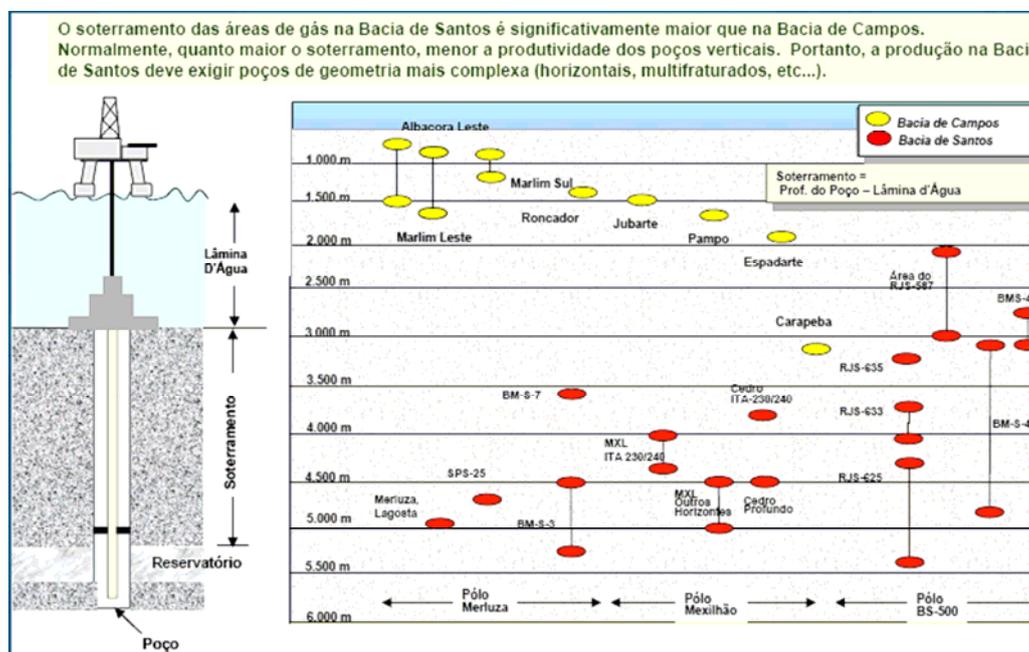
⁴² É sempre possível a ocorrência de uma condição extremamente desfavorável, por exemplo pior do que a seca mais severa observada nos registros históricos. Isto ocorreu, por exemplo, em 2002 na região Nordeste.

⁴³ A demanda do sistema, naturalmente, é também aumentada.

tégico 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 anos⁴⁴.

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 estratégia, por exemplo, 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 da rentabilidade da exploração, que será mais acentuada se os preços do gás local permanecerem nos níveis atuais, de 3,3 US\$/MMBTU.

Os principais campos de gás não associado são os pólos de Mexilhão e BS-500, na Bacia de Santos. Como é do conhecimento geral, 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 destes campos representa um desafio tecnológico extraordinário, com perfurações de 6 mil metros de profundidade.



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 um aumento dos preços do gás natural no Brasil. Um argumento adicional para este aumento é que, com a entrada do GNL, o gás

⁴⁴ Destacam-se nessas reservas os Estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, 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 8 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.

natural passa a ter características de comercialização semelhante às do petróleo, cujos preços internos seguem a tendência internacional⁴⁵.

Se este aumento de preços do gás de fato ocorrer, a competitividade das usinas térmicas a gás será bastante afetada. De uma maneira simplificada, o preço final de usina de ciclo combinado aumenta em cerca de 7 US\$/MWh se o preço do gás aumenta em 1 US\$/MMBTU.

Portanto, é necessário encontrar maneiras 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 disponível⁴⁶. Isto significa que, mesmo que a 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)⁴⁷.

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 posta à disposição da usina térmica uma capacidade de produção e transporte de gás que permita a usina despachar a plena capacidade por um ano. Se, como no exemplo do Box acima, a usina térmica só despacha 30% do tempo, a infra-estrutura de gás estaria sub-utilizada 70% 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.

1. Um primeiro caminho para este melhor aproveitamento é a criação de um *mercado flexível de gás*. Suponha, por exemplo, uma modalidade de contrato onde 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 bacias de Santos, que como visto devem ter custos mais elevados do que os atuais.
2. Um segundo caminho, complementar ao primeiro, é a implementação de *armazenamentos virtuais* de gás nos reservatórios das usinas hidrelétricas. A idéia básica é que as usinas térmicas possam “pré-gerar” energia⁴⁸ quando as condições forem favoráveis, por exemplo, quando o preço do LNG 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 hidrelétrica, que ficariam com níveis de armazenamento ligeiramente maiores. Este armazenamento “extra” nas hidrelétricas seria *contabilizado* como um *crédito de energia* da usina térmica, que poderia “pedir” esta energia

⁴⁵ Assim como o petróleo, é possível que haja um escalonamento deste aumento, para evitar choques na indústria. O que está sendo argumentado é que as circunstâncias sugerem a plausibilidade de um aumento.

⁴⁶ 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 ciclo combinado gás (retirando manutenções programadas e falhas) é de 92%, o ToP equivale a $0.7/0.92 = 76\%$ da potência efetiva da usina.

⁴⁷ O SoP é, em geral, de 95% da potência instalada.

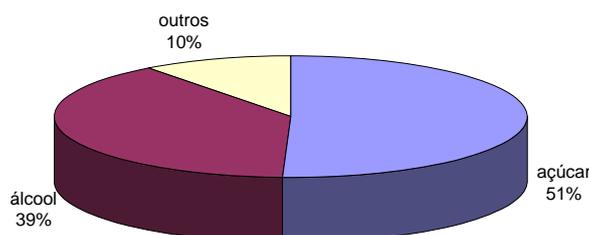
⁴⁸ Mais precisamente, notificar ao ONS que a térmica teria uma geração “inflexível” no período.

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, onde 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 deste insumo.

1.13 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.



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



Como mostram as Figuras a seguir, o bagaço é queimado para produzir vapor e energia elétrica, utilizados no processo de 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 objetivo 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 excedentes⁴⁹.

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 - hidrelétricas, 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 livres⁵⁰. O interessante é que todos os certificados são calculados em base da *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 3 anos depois⁵¹. O segundo, A-5, requer a entrada 5 anos depois. Em ambos os casos, os geradores vencedores do leilão recebem um contrato de 15 anos de duração⁵². A contratação através de 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”. Nestes contratos, os geradores recebem um 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 na produção de energia e se encarregam de todas as transações de compra 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 que realizar operações bastante complexas – e caras – de gerência de risco de preço e quantidade⁵³. Isto permitiu que geradores de me-

⁴⁹ 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 uma energia sazonal⁴⁹, 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.

⁵⁰ Mais precisamente, um gerador só pode assinar um contrato de suprimento de, por exemplo, 200 MW médios com uma distribuidora ou consumidor livre se tiver um 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.

⁵¹ Mais precisamente, 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.

⁵² As usinas hidrelétricas recebem contratos com trinta anos de duração.

⁵³ Até a criação do contrato por disponibilidade, os geradores se responsabilizavam 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.

nor 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, por exemplo biomassa a 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 um 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 pareça expressivo, observa-se que está programado um aumento de produção de cerca de 600 *milhões* de toneladas de cana de açúcar até 2020. Se todas estas usinas passarem a oferecer seus excedentes, isto corresponderá a uma energia firme de 6 mil MW médios. Como referência, a energia firme total das duas usinas hidrelétricas do Rio Madeira, que vem sendo bastante comentadas na imprensa, é de 4 mil MW médios.

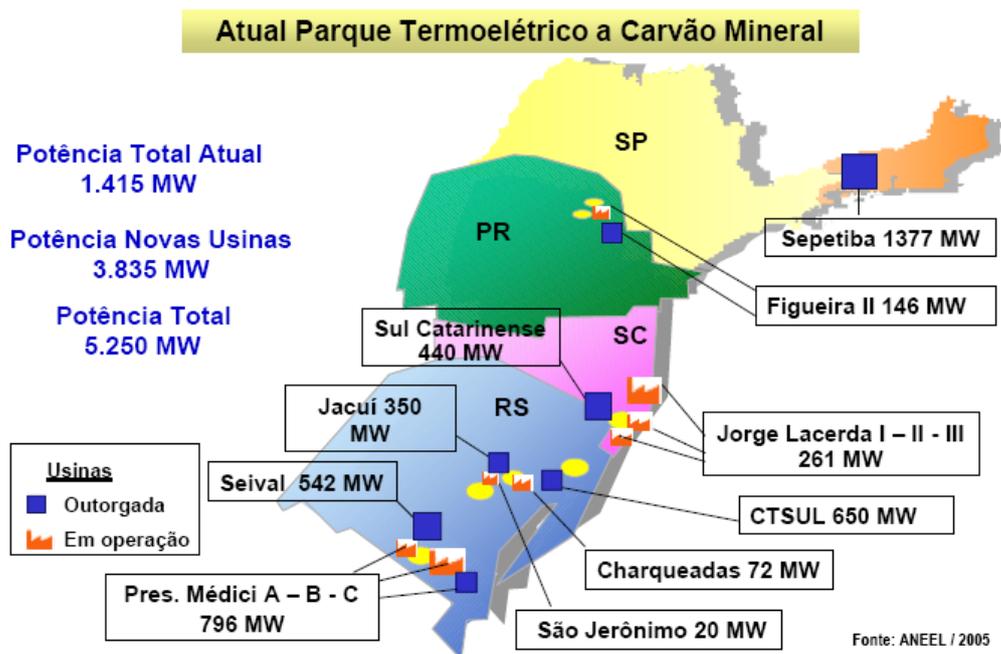
Devido às perspectivas de produção de eletricidade em quantidades substanciais e preços significativos, os produtores de cana, associações de co-geração e fabricantes de equipamentos passaram a atuar de maneira coordenada, criando em meados de 2004 o *programa de bioeletricidade*. Os principais resultados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

- participação e contratação de centenas de MW de bioeletricidade nos leilões de Dezembro de 2005; cerca de 30 usinas inscritas para o leilão de Outubro de 2006; 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, no final de 2006;
- 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 cerca de 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*.

1.14 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 cerca de 1.400 MW, e estão em construção 3.800 MW adicionais.



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 por exemplo com o carvão da Colômbia. Além disso, ele tem teores relativamente elevados de cinza e enxofre, o que aumenta os custos de produção de energia (instalação de filtros etc.).

▪ *Mundo*

	Austrália	África do Sul	Colômbia	EUA (Ohio)
Poder Calorífico (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 hidreletricidade 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 com que o carvão tenha competidores em quantidade e preço.

1.15 Energia Nuclear

O Brasil tem a sexta maior reserva de U3O8 do mundo, cerca de 300 mil toneladas. Há atualmente duas usinas nucleares em operação, Angra I e II, totalizando 2.000 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.

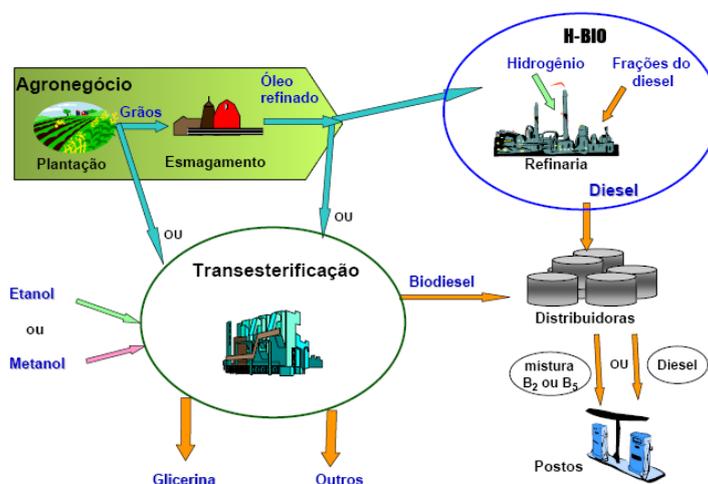
Este aumento de interesse na energia nuclear abre perspectivas para a indústria brasileira, que tem domínio da tecnologia de construção e um parque industrial ocioso⁵⁴. Além disto, o Brasil é dos poucos países com tecnologia própria de enriquecimento de urânio, o que permitiria um serviço de fornecimento 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 o enriquecimento seja permitido no âmbito do Tratado de Não-Proliferação Nuclear (TNP), do qual o Irã é signatário, a alegação é que o Irã não permitiu acesso dos inspetores da Agência Internacional de Energia Atômica.

Como consequência deste conflito, há propostas para proibir as atividades de enriquecimento de urânio no mundo; neste caso, os países que ainda não dispõem destas 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 internacionais⁵⁵ que mencionam o Brasil como país que deve ser monitorado, juntamente com o Irã. O recente anúncio da Argentina, de que retomaria o desenvolvimento de centrais nucleares, contribui para acentuar o aspecto político do tema.

1.16 Biodiesel

A produção do biodiesel é uma nova fronteira para a formação de uma indústria de bionergia no país. A Figura abaixo ilustra os principais processos de produção de biodiesel.



⁵⁴ O próprio Chile, em seu anúncio, comentou o interesse em fazer parcerias com o Brasil.

⁵⁵ Por exemplo, Science e IEEE.

O processo atualmente utilizado é o da transesterificação, onde o óleo vegetal é misturado 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 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), dada pelo produto do rendimento da cultura (kg/ha) pelo teor de óleo vegetal em cada kg processado. O quadro abaixo ilustra as eficiências de produção de diferentes culturas.

Mamona	Girassol	Soja	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 m ³ /a				
90.000	23.000	5.600.000	151.000	315.000

Observa-se que as eficiências de produção variam desde 450 kg/ha para o algodão até 4.000 kg/ha (9 vezes mais) para a palma. Também é interessante observar que a produção agrícola atual não tem relação com a eficiência de produção de óleo. Por exemplo, foram produzidos em 2005 5,6 bilhões de litros de óleo de soja, que tem uma eficiência pouco maior que o algodão (540 kg/ha)⁵⁶. Já o volume produzido de óleo de palma, cuja eficiência é muito alta, é quase 40 vezes menor do que o de óleo de soja (151 milhões de litros).

Diferentemente do setor álcool-açucareiro, que tem alto grau de amadurecimento, a indústria do biodiesel está em seu início; diversas alternativas e caminhos estão sendo testados. O processo H-Bio, que requer maior escala, deve ser utilizado para a soja. Já a transesterificação, que pode ser implementada em escala menor, deverá servir como “laboratório” para avaliar a competitividade de vários tipos de óleo vegetal.

⁵⁶ 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

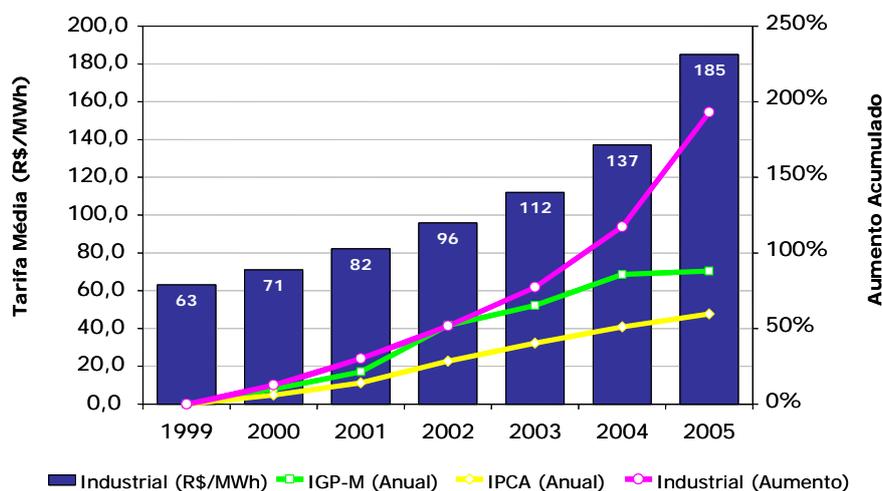
Como visto no capítulo anterior, o Brasil apresenta perspectivas energéticas excepcionais, tanto no que se refere à segurança de suprimento como no ambiental, com a entrada de energias renováveis e competitivas. O grande desafio é, portanto, transformar estas perspectivas em fator de desenvolvimento 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*.

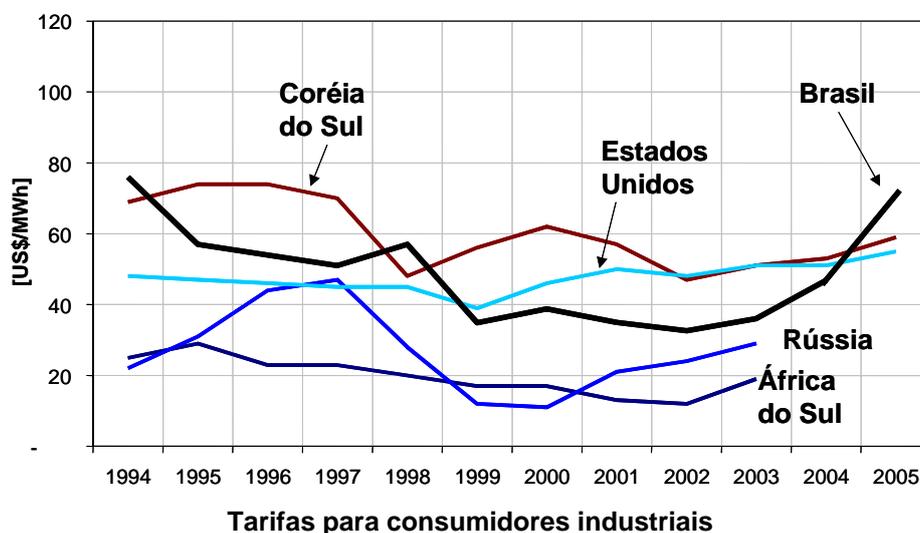
1.17 Preço da energia elétrica

Dado que a principal fonte produtora de energia elétrica no Brasil é hidrelétrica, 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 um aumento nas tarifas de energia elétrica dos principais competidores industriais a nível mundial pois, como visto, há um forte componente de gás natural e óleo na produção de eletricidade nestes países.

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

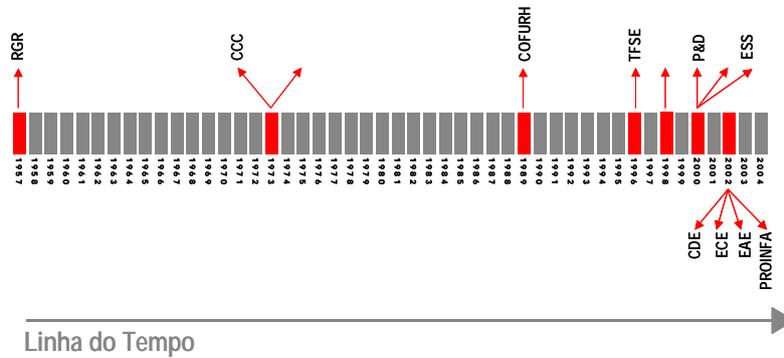


Como conseqüência, o Brasil vem *perdendo* competitividade a nível internacional, ao invés de ganhar.

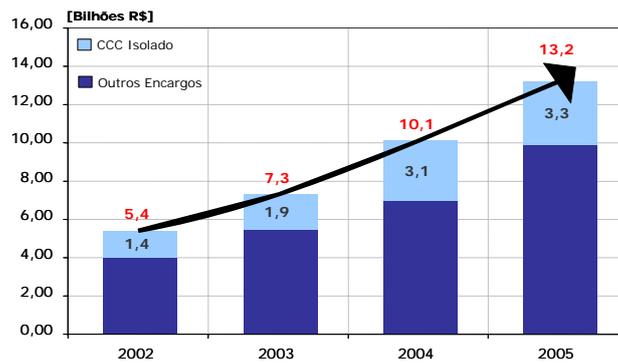


Este aumento de preços tem três componentes principais: (i) encargos; (ii) tarifas de transporte nas distribuidoras; e (iii) custo de nova capacidade de geração.

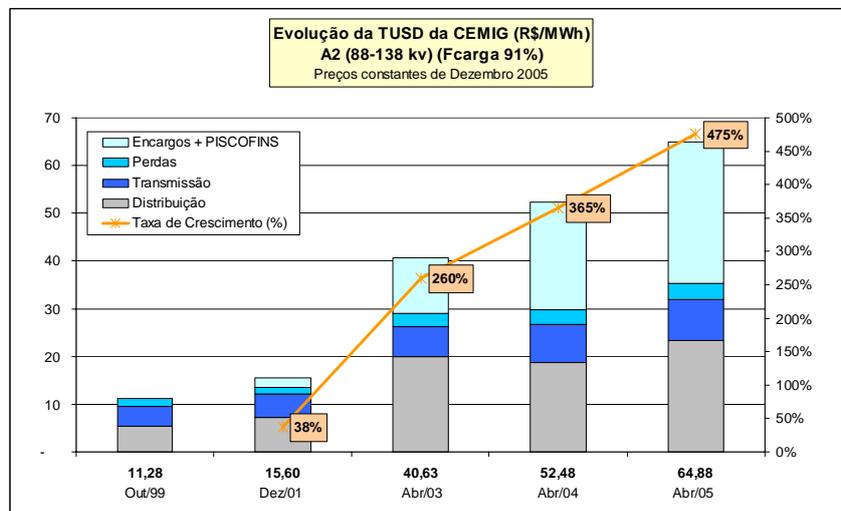
Como mostra a Figura abaixo, o ritmo de criação de novos encargos foi aumentando ao longo do tempo, com destaque para o ano de 2002, onde foram criados, entre outros, a CDE e o Proinfa.



A Figura 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 cerca de 4,5 bilhões de Reais.

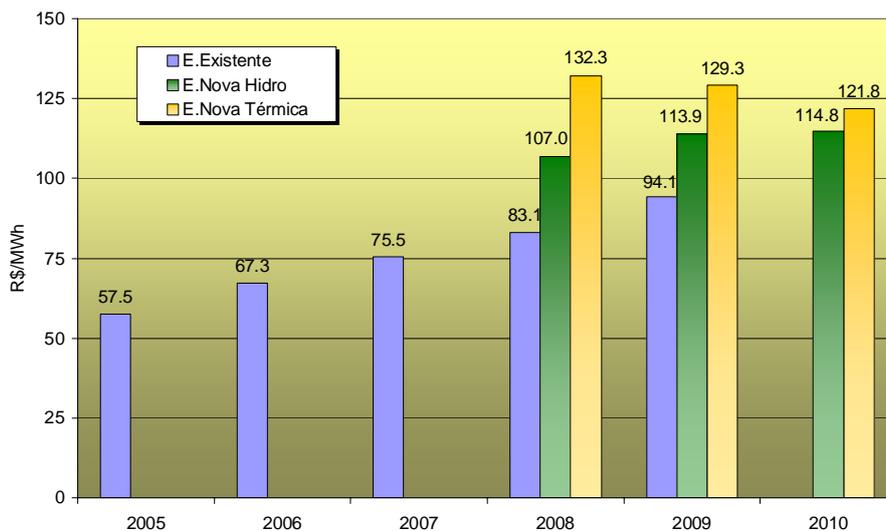


A Figura a seguir ilustra o segundo componente – tarifa de transporte nas distribuidoras – observa-se que de 1999 até 2005, estas tarifas aumentaram quase 500% acima da inflação. Embora uma parte importante deste aumento se deva aos encargos, vistos acima, observa-se que houve aumentos significativos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



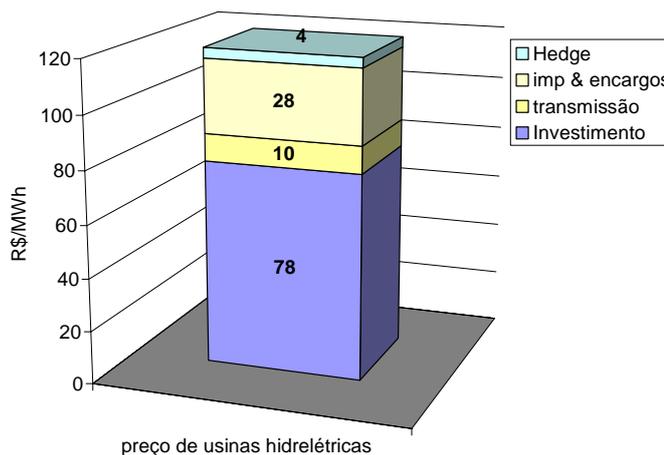
Os dois componentes anteriores são responsáveis pelos aumentos ocorridos até hoje, e não se espera um aumento dos mesmos no futuro⁵⁷. A principal preocupação com relação a aumentos de preço no futuro está no setor de geração.

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 hidrelétrica 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 termelétrica chegaram a 130 R\$/MWh (60 US\$/MWh); entretanto, o preço *marginal* da energia termelétrica (equipamento mais caro ainda contratado) alcançou 140 R\$/MWh (64 US\$/MWh).



Mesmo descontando o efeito da taxa de câmbio, conclui-se que há um aumento substancial no custo da nova energia hidrelétrica, justamente a fonte mais competitiva do país. Como será visto a seguir, as principais causas deste aumento são: (i) custos ambientais; (ii) custos de financiamento; e (iii) taxa interna de retorno.

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



⁵⁷ 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.

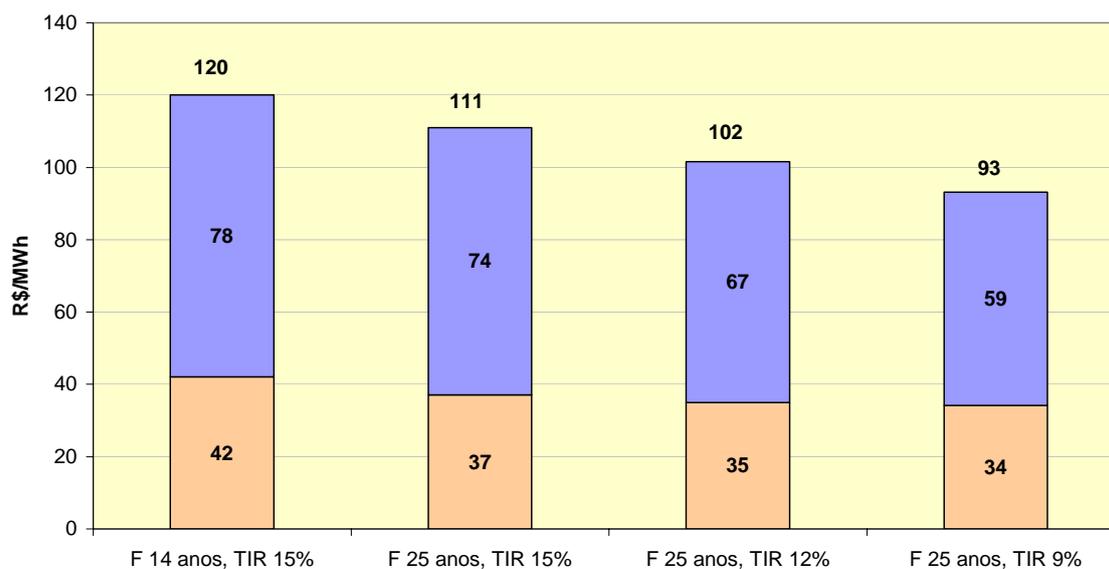
A Tabela a seguir mostra as principais parcelas dos custos de investimento:

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

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

No que se refere às demais parcelas do investimento, os fatores principais para 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 hidrelétrica 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 para 9%, se chegaria a 93 R\$/MWh.



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, devido ao aumento dos combustíveis fósseis.

1.18 A questão ambiental

Pelos dados apresentados até o momento, a situação ambiental no Brasil deveria ser muito positiva. Como visto no capítulo anterior, a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira é de 45%, enquanto a média mundial é de apenas 14%. Além disso, esta participação tende a crescer, se for mantido o papel de “âncora” da hidreletricidade, e 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 hidrelétrica. Em outras áreas, por exemplo 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 termelétricas a óleo diesel ou combustível do que para usinas hidrelétricas.

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 do 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 se refere ao próprio processo de desenvolvimento de bacias hidrográficas. Historicamente, os estudos de desenvolvimento das usinas hidrelétricas 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, de impedir a construção das usinas.

Esta visão antagônica de economia × 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 um 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 Pesquisas Energéticas (EPE), o processo de fusão efetiva do planejamento e meio-ambiente deve ser estimulado.

1.19 Mudança Climática Global

Um outro tema ambiental de grande importância estratégica é a avaliação do impacto das mudanças climáticas globais sobre o Brasil. Uma razão óbvia é mudanças no regime das chuvas tem influência direta nas vazões, as quais por sua vez afetam a produção hidrelétrica. Por exemplo, em 2005 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 global⁵⁸.

Além disso, mudanças nas condições agrícolas, que afetam a bioenergia, como por exemplo, as plantações de cana, devem ter interdependência com o regime climático, fatos ainda não estudados. Outras influências, como da interferência dos reservatórios sobre o micro-clima regional, também têm sido relativamente pouco avaliadas. Experiências relativamente 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 numa área estratégica para o país.

⁵⁸ 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 dos mesmos em fatores de crescimento e competitividade institucional.

1.20 Prioridades estratégicas

- Estabelecer a geração hidrelétrica e a bioenergia como os pilares fundamentais da política energética do país
- Incentivar, através de mecanismos de mercado e regulamentação, a flexibilidade energética, em particular a integração dos setores de gás natural e eletricidade
- Promover a co-geração e a geração distribuída
- Incentivar a eficiência energética, garantindo o acesso a novas fontes de investimento
- Promover a integração energética da América do Sul, tanto no setor de energia elétrica, como petróleo e gás natural
- Promover a flexibilidade do consumo, em especial a eficiência energética, como opção de suprimento no mesmo nível das opções de oferta
- Consolidar o programa de enriquecimento de urânio no país
- Inserção da energia eólica, à medida que se torne mais competitiva

1.21 Prioridades institucionais

- Levar à sociedade o impasse criado para o desenvolvimento de fontes de geração devido às questões ambientais e propor mudanças na legislação ambiental
- Consolidar o marco regulatório do gás natural, com ênfase na segurança de suprimento e procurar a compatibilização com o modelo do setor elétrico
- Fortalecer as agências reguladoras e os mecanismos jurídicos
- Consolidar a integração da co-geração e geração distribuída aos marcos regulatórios dos setores de eletricidade e gás