

Produção e processamento de petróleo e gás natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos 20 anos

Horta Nogueira, L.A., Agência Nacional do Petróleo

“A descoberta do petróleo no sítio de Dona Benta abalou o País inteiro. Até ali ninguém cuidara de petróleo porque ninguém acreditava na existência de petróleo nesta enorme área de oito e meio milhões de quilômetros quadrados...”

M. Lobato, **O poço do Visconde**, 1937

Resumo

Analizando a indústria brasileira de petróleo, particularmente quanto à evolução nas últimas décadas da demanda e da produção nacional de combustíveis, a situação das reservas de hidrocarbonetos e o novo marco institucional vigente, é possível estabelecer um cenário futuro onde os derivados de petróleo e o gás natural permanecem desempenhando um papel relevante na matriz energética. No lado da oferta, as condições prospectivas definidas a partir das reservas provadas, bem como do esforço exploratório e de desenvolvimento verificado e previsto, apontam claramente para um sustentado crescimento da produção nacional, que agregada aos aportes decorrentes de países vizinhos, assegura um quadro relativamente confortável de suficiência no atendimento das necessidades. Especificamente quanto à demanda de derivados, em termos setoriais, enquanto se espera que tais energéticos mantenham seu atual papel de supridores preponderantes para o segmento de transporte e incrementem sua contribuição para a geração de energia elétrica, com menor clareza se apresenta o contexto futuro das demandas industriais e residenciais, onde a competição com outros energéticos e a evolução tecnológica dos usos finais pode afetar sua participação, sem contudo alterar significativamente a demanda total. Neste sentido, o contexto previsível para a indústria brasileira de petróleo nas próximas décadas pode ser considerado positivo e equilibrado, em que pese os desafios pontuais por enfrentar, especialmente no âmbito da expansão da infra-estrutura de transporte e refino. Evidentemente que um exercício de projeção de cenários energéticos com tal amplitude apresenta largas possibilidades de variação, em particular associadas aos câmbios tecnológicos e aos efeitos das demais fontes energéticas. Não obstante, mesmo frente a incertezas desta ordem e reconhecendo ainda o inevitável caráter não renovável das reservas de petróleo e gás natural, cabe construir uma perspectiva sustentável de longo prazo, onde o desenvolvimento de sistemas combinados com energia renovável são possíveis e seguramente oportunos.

1. Introdução

Os combustíveis derivados de petróleo e o gás natural respondem por cerca de 30% da atual demanda energética no Brasil, sendo a fonte predominante no setor de transporte, onde atendem a quase 90% do consumo. Embora a produção nacional seja crescente, atingindo 1.500 mil barris diários no começo de 2002, o petróleo é o principal fator de dependência externa da matriz energética brasileira, com as importações em 2001 chegando aos 7.098 milhões de dólares, considerados os derivados, o gás natural e o óleo bruto (ANP, 2001). A indústria brasileira do petróleo e do gás natural, compreendida desde as atividades de exploração e produção até a distribuição e revenda, contribuiu no ano 2000 com 5,4% do PIB a preços básicos (deduzidos os impostos), ou seja, R\$ 52,6 bilhões (Machado, 2002). Além de sua

relevância econômica e enquanto fonte primária de energia, nos últimos anos tem se observado significativas mudanças no ambiente institucional e empresarial neste setor, sendo certamente oportuno discutir o futuro desses vetores energéticos no contexto brasileiro. Não obstante, é conveniente constar, logo nesta introdução, que o nível de incertezas nas projeções voltadas para os hidrocarbonetos fósseis é superior ao das demais fontes energéticas, dado que, em adição às indefinições sobre tecnologias emergentes e variáveis econômicas, comuns a todas as fontes, sobrevêm os fatores geológicos, que no melhor dos casos fornecem apenas indicações probabilísticas da prospectividade das bacias sedimentares brasileiras. Neste sentido, cotejar uma demanda ainda por ocorrer com uma oferta que se dará a partir de reservas ainda por descobrir, será sempre algo que apenas os pósteros poderão avaliar.

Estas notas apresentam inicialmente uma visão das perspectivas da oferta de petróleo, considerando-se as atividades de exploração e produção nas bacias nacionais, bem como o contexto regional, onde o Brasil vem despontando como um mercado firme para vizinhos com grandes reservas de gás natural. A seguir são delineados alguns cenários de demanda de combustíveis, de forma a avaliarem-se as possibilidades de auto-abastecimento no Brasil, também abordadas nestas notas do ponto de vista da capacidade de refino e da demanda de derivados.

2. Perspectivas na oferta de hidrocarbonetos

A busca por combustíveis fósseis no Brasil, sobretudo como carvão e petróleo e visando inicialmente combustível para iluminação, remonta ao Segundo Império, quando diversas concessões foram dadas a empresários brasileiros e estrangeiros, entre 1858 a 1891. Consta que já em 1892, na localidade de Bofete, perto de Tatuí, em São Paulo, ocorreu a primeira descoberta de petróleo e gás natural no Brasil, mas foi de pequena monta e considerada subcomercial. Apenas em 1939, com a descoberta histórica do campo de Lobato, na Bahia, seria obtido óleo com viabilidade econômica (Moura, 1976). O que se pode destacar no começo da indústria do petróleo no Brasil é a baixa confiança na existência de jazidas com bom volume e alta qualidade, expressa em diversos informes de geólogos brasileiros ou visitantes, e o acolhimento quase passional desta temática junto ao grande público, em que pese sua evidente importância estratégica.

O famoso relatório produzido pelo geólogo Walter K. Link, que ao final dos anos 50 organizou o Departamento de Exploração da Petrobrás, é um bom exemplo de como conclusões obtidas a partir de dados relativamente superficiais, podem impactar por longo tempo o nível das atividades exploratórias em uma dada bacia. A história das descobertas do petróleo, mesmo nos países com grande produção na atualidade, quase sempre denota que o trabalho persistente e insistente frente aos insucessos, o desafio das baixas possibilidades e dos dogmas é que tem permitido encontrar reservas importantes (Yergin, 1985). Foi assim na Venezuela, em diversos países no Oriente Médio e tem sido também no Brasil.

As atividades exploratórias na Bacia Potiguar, parte terrestre, só foram efetivamente implementadas quando um leigo descobriu óleo por acaso, em um poço artesiano perfurado para abastecer uma piscina, em 1978. Hoje esta bacia é a maior produtora em terra no país, com um volume recuperável de 171 milhões de barris e produzindo 100 mil barris diários. A descoberta do importante Campo do Juruá, maior reserva brasileira de gás natural em terra, aconteceu depois de 50 anos de tentativas esparsas, decorrendo mais da insistência de alguns geólogos que de um forte programa de sísmica e perfurações (Campos, 2001). E como último exemplo, a descoberta do Campo de Garoupa, ao final dos anos 60 na bacia offshore de Campos. Depois da perfuração de vários pioneiros, quando o poço

1-RJS-7, localizado num alto externo com bom controle estrutural, estava para terminar, foi aprofundado por indicação do geólogo Carlos Walter. Na época, ele tinha voltado de uma viagem pelo Oriente Médio, onde comprovou a produtividade dos carbonatos. Com o aprofundamento do poço, ocorreram cerca de 200 m de seção carbonática com bons indícios de óleo. O poço foi exaustivamente testado sem nada produzir. Quando foi perfurado o poço 1-RJS-9, ele foi perdido devido a um acidente mecânico a 3.102 m de profundidade. A sonda foi afastada cerca de 50 m e foi perfurado o 1-RJS-9A, que descobriu óleo a 3.130 m, em calcarenitos da Formação Macaé. A descoberta se deu pela casualidade do deslocamento do poço pioneiro devido a um acidente irreversível com o poço anterior, que supostamente estaria melhor posicionado, mas como hoje se sabe, nada poderia descobrir. Ou seja, a maior província petrolífera brasileira, com reservas totais de mais 11 milhões de barris de petróleo e 160 bilhões de m³ de gás natural, teve seu primeiro campo encontrado por sorte e muita insistência.

Com a significativa evolução da metodologia e da tecnologia dos estudos sísmicos, incorporando intensamente recursos computacionais, e com o maior conhecimento dos sistemas petrolíferos, que explicam de modo consistente a formação, deslocamento e acumulação dos hidrocarbonetos, episódios como os anteriores tendem a ficar como registros épicos e devem acontecer cada vez menos. Ainda assim, o risco é elevado e o sucesso das atividades de exploração em localizar reservatórios de interesse situa-se atualmente entre 15 a 30%, em bacias conhecidas.

Os comentários anteriores servem para balizar os dados que serão apresentados a seguir e que se referem ao esforço empreendido para conhecer as bacias sedimentares brasileiras e os sistemas petrolíferos de maior interesse.

Prospectividade das bacias sedimentares brasileiras

O Brasil conta com cerca de 29 bacias sedimentares ocupando uma área de 4.650.000km² na parte terrestre e 2.570.000km² no mar, até o limite do mar territorial, ou seja, 200 milhas da costa. Dentre estas 29 bacias, oito são produtoras de petróleo e gás natural, com reservas da ordem de 9,9 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). A distribuição das reservas brasileiras, como acontece mundialmente, é extremamente assimétrica, pois a Bacia de Campos detém 80% das reservas nacionais. No início da indústria petrolífera no Brasil o quadro era outro. A Bacia do Recôncavo representou nas décadas de 50 e 60, o que é hoje a posição da Bacia de Campos. Estamos, talvez, no fim de um ciclo, mas certamente temos ainda reservas a descobrir.

O Brasil produziu até hoje mais de cinco bilhões de boe e possui uma reserva total de 15,5 bilhões de boe. O potencial petrolífero, ou seja, o volume remanescente a descobrir, situa-se, com uma probabilidade de 90% da estimativa estar correta, entre 14 e 177 bilhões de boe (USGS, 2000), com um valor médio de 81 bilhões de boe. O valor inferior tem 95% de probabilidade de ser superado. Note-se que estas estimativas são vistas como muito otimistas por outros autores. Os exploracionistas, geólogos e geofísicos inferem que este potencial encontra-se, em sua maior parte, nas águas profundas e ultraprofundas. Estas áreas apresentam hoje grande cobertura de dados e informações, principalmente nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, que permitem a realização de análises técnicas e econômicas. O mesmo não se pode dizer de outras bacias, onde a escassez de dados e informações não permitem uma avaliação razoável do risco geológico. A história da exploração das bacias sedimentares da Amazônia indica que por muitos anos o trabalho de coleta de dados e perfuração de poços acompanhou as margens dos rios. Com a utilização de helicópteros, a facilidade de transporte das equipes sísmicas e sondas de perfuração contribuiu para a descoberta do primeiro campo, o de Juruá, já

mentionado. As demais bacias paleozóicas e outras carecem de mais dados e informações para melhor entendimento dos seus sistemas petrolíferos e melhores estimativas do seu potencial.

A ANP, além de seu papel de órgão regulador, é também um órgão de fomento e deverá contribuir para um programa de reavaliação do potencial petrolífero brasileiro, principalmente em áreas remotas. Os resultados deste desafio poderão alterar o quadro atual, pois projetos exploratórios, apesar de seu inerente risco, têm um marcante efeito multiplicador quando ocorrem descobertas.

Reservas de petróleo e gás natural

O conhecimento das reservas brasileiras tem se ampliado de forma importante nos últimos anos, principalmente ao incorporar-se os campos das bacias offshore em águas profundas. Assim, desde 1983, as reservas provadas nacionais quadruplicaram e atualmente o Brasil se apresenta na 16ª posição mundial, comparando-se à Argélia, com reservas pouco superiores as brasileiras. São recursos expressivos, mas que não habilitam ainda ao Brasil ser considerado um país de reservas colossais, pois comparando-se com os valores internacionais, ao final de 2000, as reservas provadas brasileiras de petróleo e gás natural correspondiam respectivamente a 0,8% e 0,2% das reservas do planeta (BP,2001). A Tabela 1 apresenta as reservas provadas (com elevado grau de certeza, geologicamente delimitadas e economicamente recuperáveis) e totais (soma das reservas provadas, prováveis e possíveis), determinadas conforme a Portaria ANP 9/2000 e de acordo com os métodos da SPE, Society of Petroleum Engineers.

Tabela 1. Reservas brasileiras de petróleo e gás natural em 31/12/2000 (ANP, 2001)

	Localização	Petróleo e condensado (mil barris)		Gás natural (milhões de m³)	
		Provadas	Totais	Provadas	Totais
terra	Amazonas	128,838	156,998	44,402	88.138
	Ceará	2,636	22,826	0	0
	R.G. Norte	283,195	385,149	3.837	4.177
	Alagoas	9,271	18,235	5.961	9.386
	Sergipe	178,837	215,684	789	904
	Bahia	190,864	250,468	20.786	30.947
	Espírito Santo	60,560	174,403	2.826	3.262
	Paraná			0	800
	BRASIL	854,201	1.223,764	78.601	137.614
mar	Ceará	14,418	206,664	1.595	2.124
	R.G. Norte	10,390	120,498	16.841	16.892
	Alagoas	0,328	3,390	1.272	1.472
	Sergipe	5,841	75,614	4.861	7.746
	Bahia	3,130	22,418	4.126	9.129
	Espírito Santo	0,537	9,938	5.477	16.705
	Rio de Janeiro	1.171,086	11.233,695	103.515	162.827
	São Paulo	0,921	5,793	4.669	4.669
	Paraná	3,292	59,510	43	1.605
	BRASIL	7,610,543	11.737,519	142.398	223.168
	BRASIL (total)	8.464,744	12.961,282	220.999	360.782

Das reservas de petróleo identificadas nesta tabela, 90% ocorre em bacias offshore, sendo 80% do total em profundidades acima de 400 m. Para as reservas de gás natural, 40% estão identificadas em terra e 40% em águas mais profundas que 400 m. Quanto à sua distribuição regional, é notável que 90% das reservas provadas de petróleo estão no Rio de Janeiro, enquanto para o gás natural, o Rio de Janeiro e o Amazonas têm respectivamente 47% e 20% dos recursos (ANP, 2001).

O conhecimento da extensão e localização das reservas brasileiras de hidrocarbonetos foi incrementado de forma significativa nos últimos anos, como decorrência da Lei do Petróleo (Lei 9.478/97), que redefiniu o papel do Estado na concessão e promoção das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. De acordo com este novo modelo institucional, foram realizadas pela ANP três rodadas de licitações para concessão de blocos para exploração de hidrocarbonetos, bem como foram regularizadas as áreas que já estavam em exploração pela Petrobras na época da promulgação da Lei do Petróleo. Atualmente existem 37 companhias de petróleo buscando petróleo no Brasil, trabalhando em 112 blocos, sendo que 67 deles foram disputados em licitações da ANP, resumidas na Tabela 2. Vale comentar que a superfície em prospecção corresponde a menos de 10% da superfície das bacias sedimentares brasileiras.

Tabela 2. Resultados das licitações de blocos para exploração de petróleo e gás natural

Ano	Blocos oferecidos	Blocos arrematados	Compromisso médio de aquisição de bens e serviços no Brasil		Bônus arrecadado (R\$)
			exploração	desenvolvimento	
1999	27	12	25,4%	26,7%	321.656.637
2000	23	21	41,4%	46,8%	468.259.069
2001	53	34	26,90%	37,90%	594.944.023

Como resultante deste novo quadro pode ser citado o maior esforço em levantamentos sísmicos e em poços exploratórios. Até 1997, haviam sido levantadas 1.900 mil km de linhas sísmicas no país e apenas nos quatro anos seguintes foram levantadas 3.973 mil km, provendo as concessionárias de informações vitais para a adequada locação dos poços exploratórios. Deste tipo de poços, enquanto no biênio 97/98 se perfuraram 41 poços, nos dois anos seguintes foram perfurados 98 poços e em 2001, 79 poços. As descobertas resultantes deste esforço têm confirmado que nas bacias offshore e principalmente em águas profundas é que se encontram as reservas de maior interesse. Do total de 63 descobertas de óleo em bacias offshore, informadas à ANP entre março de 98 a maio de 91, 63% ocorreram em águas profundas, de 1.000 a 3.000 m, sendo que a metade foi encontrada entre 1.500 a 2.000 m de lâmina d'água.

Produção realizada e prevista

Nas 285 áreas concedidas pela ANP, atualmente em produção no Brasil, com cerca de 7100 poços em terra e 800 poços no mar, operados por quatro empresas brasileiras e sete internacionais, vem sendo obtidos diariamente, em valores médios para 2001, 1.400 mil barris de petróleo e 40 milhões de m³ de gás natural. Considerando a produção já realizada nos últimos anos e os planos de desenvolvimento em curso, é possível estimar, com boa segurança, a produção nos próximos anos, como apresentado na Figuras 1 e 2. De acordo com estas previsões, em 2005 estariam sendo produzidos 1854 barris diários de petróleo e 54 milhões de m³ de gás natural. Nas condições atuais, a relação reservas/produção para o

petróleo é de 17,7 anos, quando considerado o nível de produção previsto para 2005, esta relação passa a ser de 14,1 anos. Cabe observar que o comportamento aproximadamente assintótico das curvas de produção reflete a progressiva exaustão dos campos ora em produção e a entrada de alguns novos campos, mas não considera a participação de áreas que provavelmente serão descobertas. Por outro lado, se considera a necessária redução dos atuais níveis de não aproveitamento do gás associado.

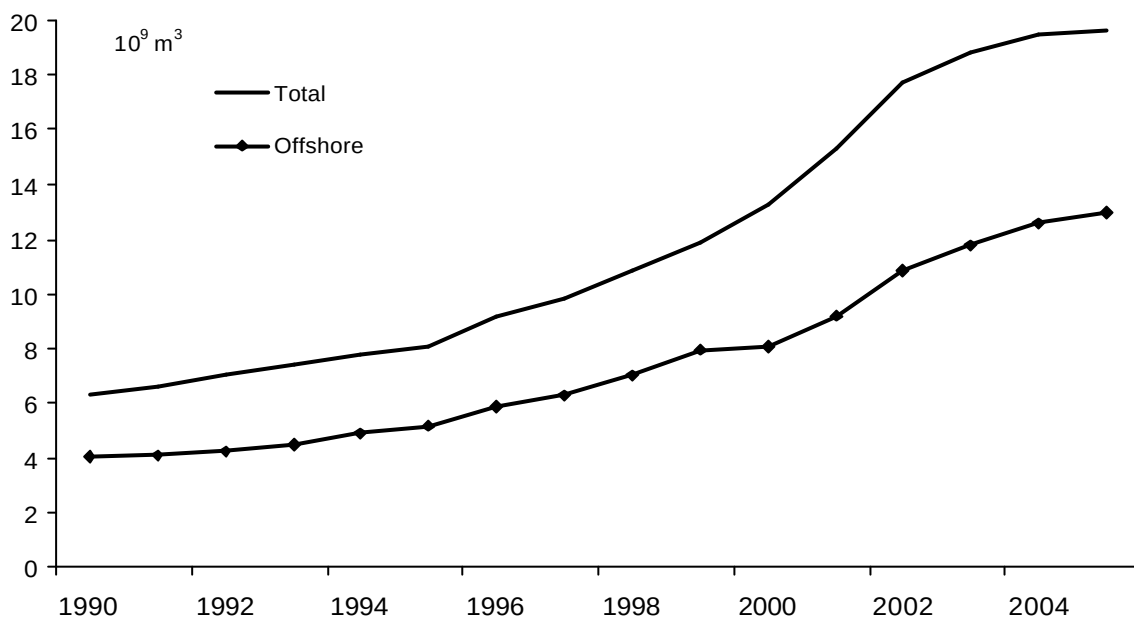


Figura 1. Produção realizada e prevista de gás natural no Brasil

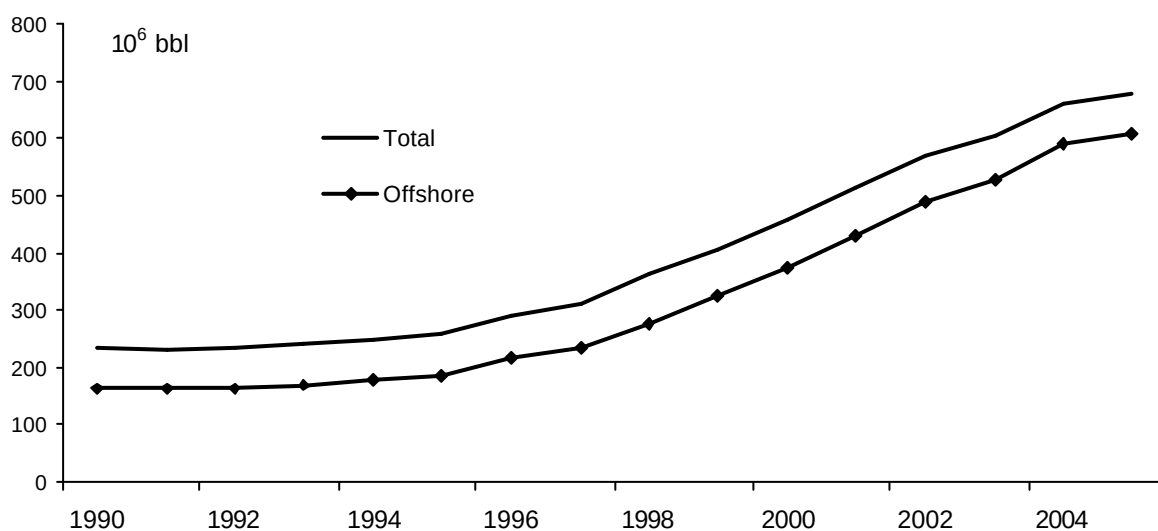


Figura 2. Produção realizada e prevista de petróleo no Brasil

A avaliação das condições futuras de suprimento de petróleo e principalmente e gás natural no Brasil não pode excluir a consideração das significativas reservas existentes em países vizinhos e que tem no mercado brasileiro uma de suas melhores alternativas para colocação. O gasoduto Brasil-Bolívia representa uma ação importante nesta direção e suas perspectivas de expansão mostram o quanto esta forma de suprimento tende a crescer na matriz energética brasileira. Estima-se que, apenas nos campos já identificados, as reservas bolivianas de gás natural atenderiam a demanda de 30 milhões de m³ diários por cerca de 60 anos. Em outros países, como Trinidad e Tobago, Peru e Venezuela são conhecidas extensas reservas, cujo desenvolvimento e comercialização com o Brasil pode trazer amplas vantagens, a todos os países envolvidos e não apenas no plano energético.

3. Demanda prevista de combustíveis

Neste tópico são apresentadas as estimativas de demanda de combustíveis, tomadas essencialmente do estudo preparado pelo Comitê Técnico da Matriz Energética (CT3), no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética, CNPE (MME, 2001). As projeções da demanda de energia até 2020 foram construídas a partir de um “cenário de referência”, contemplando a tendência histórica, corrigida pelas expectativas presentes acerca do futuro e pelas políticas públicas já delineadas. Neste cenário foram consideradas premissas básicas e hipóteses adicionais fornecidas por órgãos governamentais ou as que representavam a melhor informação acerca do futuro disponível durante o estudo.

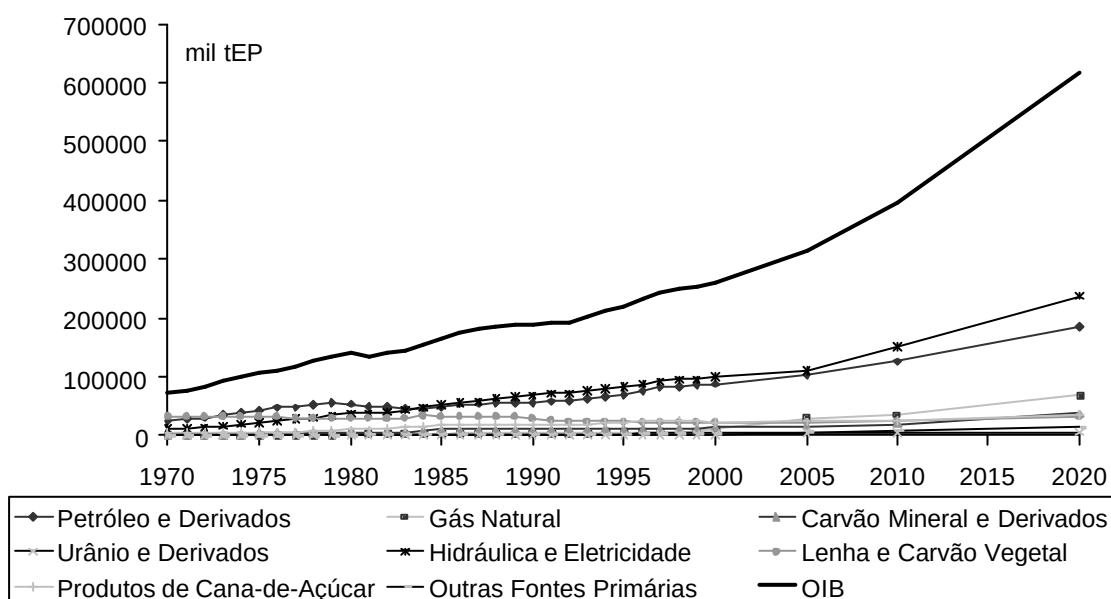


Figura 3. Evolução da Oferta Interna Bruta total e por fonte de energia
(elaboração própria, a partir de MME, 2001)

A Figura 3 mostra a evolução da Oferta Interna Bruta total e por fonte de energia no período 1970-2000, bem como suas projeções para 2005, 2010 e 2020. Como se utiliza uma estrutura de balanço contábil, oferta e demanda são por definição iguais e portanto a Oferta Interna Bruta (OIB) pode ser entendida também como Demanda Interna Bruta de energia. Observe-se ainda que, com o intuito de compatibilizar com os dados do Balanço Energético Nacional, adotou-se o equivalente térmico para

energia elétrica (1 MWh = 0,29 tEP), fazendo com que a participação do gás natural na matriz energética não atinja os 12% esperados em 2010, pois esta metodologia superestima a participação de energia hidráulica.

Pode-se constatar que a taxa média de crescimento da demanda total prevista é de 4,4% ao ano no período 2000-2020. Esta taxa é compatível com a taxa média de crescimento do PIB fornecida ao Comitê pelo Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, de 4,9% ao ano no mesmo período, a qual, em boa medida, determina a grandeza da demanda (“efeito-atividade”). No período considerado observa-se uma redução da participação do uso da lenha e carvão vegetal e um aumento expressivo da utilização do gás natural, que no final do período passa a ser o terceiro energético em importância. Em 2020, embora permanecendo como a segunda principal fonte de energia, depois da eletricidade, o petróleo e seus derivados apresentam uma redução da participação na matriz energética.

Geração termelétrica

Nos próximos anos é esperado um importante incremento no uso da termelétricidade, com diretos efeitos na demanda de combustíveis. As Figuras 4 e 5 fornecem as projeções de capacidade instalada de geração de energia elétrica, para os combustíveis de interesse neste trabalho, nas centrais de serviço público e de autogeração. No serviço público, atualmente as centrais térmicas representam 8,5% da capacidade total de geração e no cenário estudado, passam a mais de 18%. Em termos de energia produzida, espera-se que estas centrais respondam por cerca de 20% da oferta de energia elétrica, gerada em grande parte a partir de gás natural.

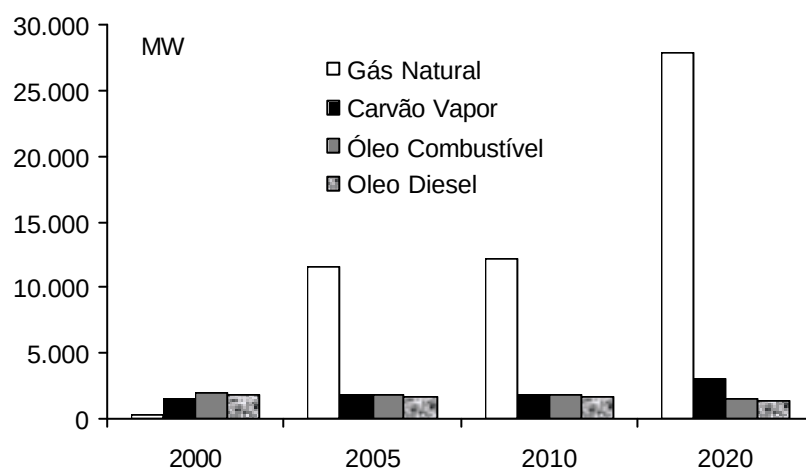


Figura 4. Evolução prevista da capacidade instalada em centrais termelétricas de serviço público

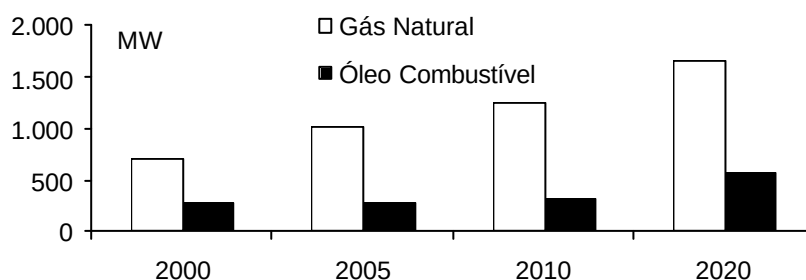


Figura 5. Evolução prevista da capacidade instalada em centrais termelétricas de serviço público

É interessante observar como foi considerada a evolução do rendimento médio de geração elétrica, conforme mostrado na Figura 6, indicando o efeito da progressiva conversão de um parque de turbinas a gás em ciclo aberto para centrais de ciclo combinado, no âmbito das centrais de serviço público e o efeito da cogeração, no caso das centrais de autogeração. As plantas de cogeração otimizam a produção de recursos energéticos e não apenas de detricidade, e uma vez que devem atender também a demanda térmica, registram rendimentos elétricos médios inferiores aos das melhores térmicas a gás natural, operadas para maximizar a geração elétrica.

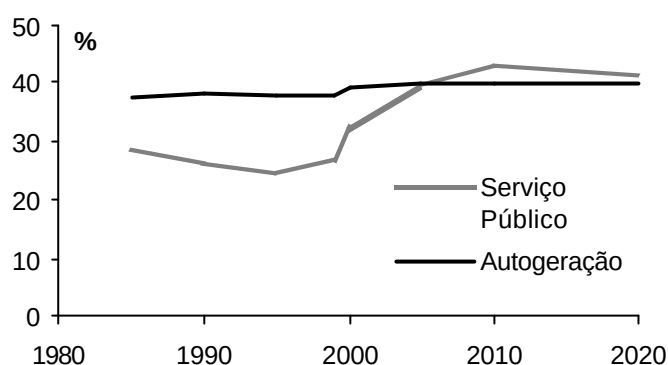


Figura 6. Eficiências adotadas para as centrais termelétricas

Setor de transportes

Em 2000, 88,5% do consumo de energia no setor transportes era provido pelos derivados de petróleo, e o restante dividido entre o gás natural (0,6%), eletricidade (0,7%) e álcool (10,2%). Vale ressaltar que este montante de álcool etílico inclui álcool hidratado combustível e álcool anidro, adicionado à gasolina “A” para a elaboração da gasolina automotiva “C”, neste estudo admitida com 22% de álcool anidro. De acordo com as projeções, no ano de 2020, este setor apresentará um crescimento absoluto de 135% em relação ao ano 2000 (4,4% ao ano) e a participação dos derivados aumentará para 92% do total demandado. Estima-se que o gás natural também terá um incremento, representando 1,7%, a eletricidade manter-se-á praticamente constante (0,6%) e o álcool terá uma redução, passando a representar 5,7%.

Foi considerada uma frota crescente de veículos, estimando-se que dos atuais 14.779 mil automóveis de passeio e 2.600 mil utilitários, poderá se atingir um total de 47,5 milhões de veículos leves, excluindo-se caminhões, em 2020. Foi tomado em conta o efeito dos ganhos de eficiência nos motores, passando a partir de 2010 os veículos típicos a rodarem 13,7 km por litro de gasolina. Cabe destacar que neste modelo prospectivo para o setor transportes se considerou também, a partir de 2010, a entrada de veículos elétricos híbridos, fazendo 34 km por litro de combustível. No referido ano, a sua participação é de 1% no total de carros novos, evoluindo para 5% em 2015 e 9% em 2020.

Demanda total de combustíveis

Baseando-se nos pressupostos anteriores, as Tabelas 3, 4 e 5 apresentam a demanda total por petróleo, desagregado por seus principais derivados, gás natural e álcool etílico, nos centros de transformação, essencialmente geração elétrica, e nos usos finais, subdivididos nos principais setores que o compõe: transportes, industrial, comercial, residencial e outros. No que concerne à demanda nos centros de

transformação, no período compreendido entre os anos 2000 e 2020, a taxa média anual de crescimento da utilização do gás natural na geração elétrica é de 14,6%, enquanto que as taxas para o diesel e óleo combustível são de aproximadamente -2% e -0,4%, respectivamente. De acordo com esta previsão, que a demanda total de petróleo, para os anos de 2005, 2010 e 2020 é estimada respectivamente como de 1.945, 2.300 e 3.100 mil barris por dia.

Tabela 3. Demanda prevista de derivados e de petróleo (mil bep)

ano/setor	2000	2005	2010	2020
Gasolina				
Transporte	102.226	130.297	164.950	244.149
Demanda Total	102.226	130.297	164.950	244.149
GLP				
Industrial	5.511	3.604	4.455	8.248
Comercial	1.332	1.674	2.024	3.050
Residencial	45.544	51.244	56.944	66.641
Outros	2.519	3.072	3.713	5.555
Demanda Total	55.161	59.842	67.398	83.771
Óleo diesel				
Geração termelétrica	14.531	11.597	11.597	9.646
Industrial	3.589	4.783	6.101	10.571
Comercial	517	626	786	1.289
Transporte	172.594	211.040	260.733	393.804
Outros	37.798	47.218	60.519	100.988
Demanda Total	230.055	276.436	340.981	517.637
Óleo combustível				
Geração termelétrica	14.167	12.456	12.776	12.951
Industrial	49.562	49.744	66.153	115.388
Comercial	2.410	3.094	3.822	4.659
Transporte	5.715	7.331	9.515	16.860
Outros	12.317	12.696	14.735	20.086
Demanda Total	84.550	85.977	107.649	170.148
Querosene de Aviação				
Transporte	27.300	37.019	50.654	97.297
Demanda Total	27.300	37.019	50.654	97.297
Nafta Petroquímica				
Demanda Total	74.926	82.519	86.588	86.814
PETRÓLEO				
Demanda Total	586.688	709.916	839.486	1.131.487

Em relação ao uso final de energia, para a elaboração das projeções, assumiram-se três hipóteses principais: i) crescimento do consumo de gás natural em atividades do setor industrial, em substituição a óleos pesados com fim de geração de calor; ii) incrementos de eficiência energética em equipamentos de uso final, especialmente a partir da introdução de tecnologias adequadas, de equipamentos multifunções e práticas de aproveitamento integrado de energia e, iii) aumento da posse de equipamentos nas classes de menor renda do setor residencial. Para alguns combustíveis foram

consideradas as perdas na distribuição e armazenagem, o que explica as eventuais diferenças entre as somas das demandas setoriais e o total apresentado. Preferiu-se apresentar os valores em barris para facilitar a comparação com os estudos de oferta, vistos nos tópicos anteriores.

Tabela 4. Demanda prevista de gás natural (mil bep)

ano/setor	2000	2005	2010	2020
Geração termelétrica	17.246	116.152	129.205	265.414
Uso final	51.026	98.906	131.884	227.587
Industrial	28.771	62.535	81.900	142.601
Comercial	502	692	917	2.927
Residencial	1.070	1.667	2.825	4.572
Transporte	2.031	7.746	9.449	13.665
Outros	18.651	26.266	36.793	63.824
Demanda Total	71.212	216.595	266.157	497.923

Tabela 5. Demanda prevista de álcool etílico (anidro e hidratado) (mil bep)

Ano/setor	2000	2005	2010	2020
Transporte	35.505	31.704	33.998	46.395
Outros	4.375	4.827	5.278	6.297
Demanda Total	40.280	36.953	39.705	53.269

As projeções acima foram desenvolvidas com base em um cenário de referência, assumindo taxas de crescimento do PIB que podem eventualmente não mais condizer com a realidade, em virtude dos acontecimentos recentes. Na verdade, um dos principais focos de incerteza do estudo reside justamente nas premissas macroeconômicas (expressas nas taxas de crescimento do PIB), haja visto a instabilidade a que estão sujeitas as previsões de crescimento econômico, por conta dos eventos domésticos e externos e sua grande influência, em geral o principal determinante, nas projeções da matriz energética.

A comparação com outros estudos é uma forma de avaliar, indiretamente, as incertezas associadas esta previsão. Entretanto, devem ser observadas a priori as condições de contorno adotadas a cada caso. Na Tabela 6, comparam-se as premissas básicas do cenário de referência adotadas pelo Comitê Técnico da Matriz Energética (CT3) com aquelas *World Energy Outlook 2000* da Agência Internacional de Energia para o Brasil (IEA, 2000). Nota-se que embora as premissas demográficas sejam iguais, as premissas econômicas são consideravelmente diferentes.

Tabela 6. Premissas econômicas e demográficas (variação média % ao ano)

Período	2000-2010		2010-2020		2000-2020	
Estudo	CT3	WEO/IEA	CT3	WEO/IEA	CT3	WEO/IEA
PIB	4,7	3,0	5,1	2,0	4,9	2,5
População	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1

Nota: Para o PIB, taxa média de crescimento real.

A Figura 7 compara os resultados da demanda energética segundo o CT3 e a WEO/IEA, bem como suas respectivas composições por fonte. Pode-se constatar que as diferenças nas premissas econômicas implicam, como era de se esperar, em valores de demanda significativamente distintos. Todavia, deve-se ressaltar que ao se assumirem as premissas econômicas adotadas pelo WEO/IEA no modelo do CT3, os resultados convergiram (desvio médio de aproximadamente 3%), evidenciando que a diferença das projeções justifica-se pelas diferenças nas premissas econômicas que induzem “efeitos-atividade” distintos. Assim, ainda que as estimativas do modelo CT3 sejam consideradas otimistas, pode-se concluir que os parâmetros técnicos das projeções realizadas estão bem “calibrados”.

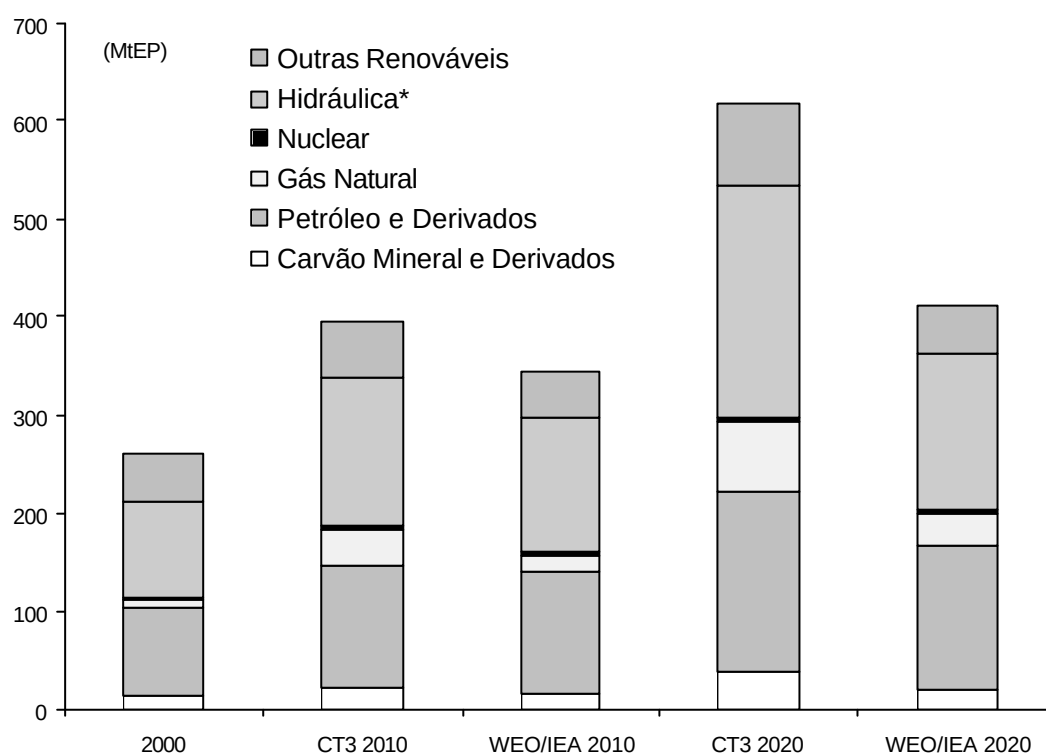


Figura 7. Projeções de demanda energética no Brasil segundo o Comitê Técnico da Matriz Energética (CT3) e o World Energy Outlook 2000 (WEO/IEA)
(*energia hidráulica convertida usando o equivalente térmico)

4. A questão do refino

Se, como visto nos tópicos anteriores, o cotejo das perspectivas de oferta e demanda de petróleo aponta para uma redução da dependência externa, o suprimento de derivados indica uma situação diferente e merece ser analisada a parte. De fato, a capacidade brasileira de refino, entendida como a capacidade das torres de destilação atmosférica, encontra-se praticamente estacionada em cerca de 1,9 milhões de barris diários (110 milhões m³/ano) desde os anos oitenta, quando as últimas refinarias da Petrobras foram inauguradas e desde então sofreram apenas incrementos marginais de sua capacidade. A partir de

1980, os investimentos em refino foram direcionados à conversão, com vistas a mudar o perfil de produção das refinarias e adequar o parque de refino nacional às características dos crus nacionais. A Tabela 7 apresenta a evolução em termos percentuais do perfil de produção das refinarias brasileiras, onde se confirma este processo.

Tabela 7. Evolução do Perfil de Produção de Derivados nas Refinarias Brasileiras (% total)

Ano	1960	1970	1980	1990	2000
GLP	4%	6%	4%	9%	7%
Nafta	0%	0%	8%	12%	11%
Gasolina	25%	31%	19%	17%	20%
Querosene	7%	6%	6%	5%	4%
Óleo Diesel	19%	24%	32%	35%	34%
Óleo Combustível	39%	30%	28%	17%	18%
Outros	5%	4%	3%	5%	7%

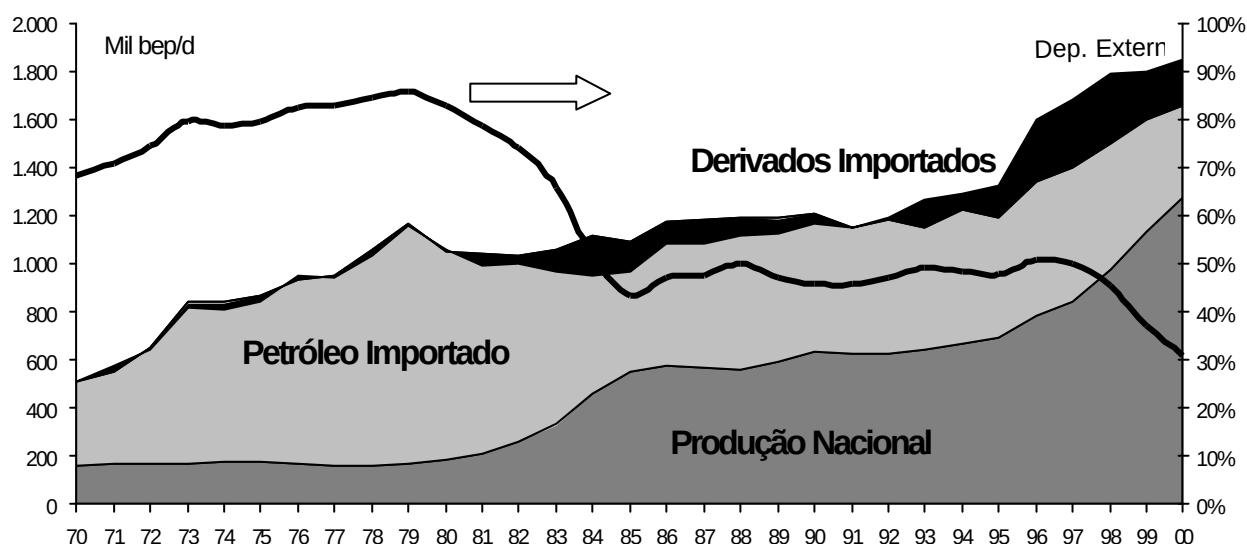


Figura 8. Composição da oferta de combustíveis no Brasil, de 1970 a 2000

Como um dos efeitos perversos de uma matriz energética desequilibrada, com grande demanda de GLP e de derivados médios (diesel e QAV), relativamente a uma demanda mais restrita de gasolina, o Brasil importa um volume crescente de derivados. De fato, embora a capacidade instalada de refino seja comparável ao consumo, temos que, considerando o perfil da demanda, no atendimento do mercado brasileiro as refinarias nacionais tem sido cada vez mais complementadas por meio de importações de produtos. No ano 2000 estas importações atingiram cerca de 12% da demanda total de derivados, perfazendo um volume de 18,2 milhões de metros cúbicos, como indicado na Figura 8. Neste ano, gastando US\$ 3,2 bilhões, foram importados principalmente GLP (5,1 milhões de m³/ano), nafta (3,8 milhões de m³/ano) e óleo diesel (5,8 milhões de m³/ano), enquanto foram exportados excedentes, principalmente de óleo combustível e gasolina, arrecadando-se cerca de US\$ 873 milhões (ANP,2001).

Os maiores exportadores para o Brasil foram a Venezuela e a Argentina, respectivamente com 21% e 15% do total. Como apresentado na análise das perspectivas da demanda, este quadro tende a se agravar, com o crescimento do consumo de derivados. Estudos realizados pela ANP indicam que a demanda total de derivados deverá evoluir para o nível dos 145 milhões m³/ano, no ano de 2010. Do total deste volume, 60% representarão em 2010 a demanda de diesel e gasolina, 11% a demanda de GLP, enquanto que 45% representarão a demanda total de derivados prevista para a região Sudeste.

Em resumo, estes números demonstram a necessidade de se planejar a expansão do parque de refino nacional. Além da necessidade da expansão de sua capacidade, as refinarias brasileiras devem continuar adequando progressivamente suas plantas, seja para ampliar o processamento de cru nacional, sobretudo oriundo da Bacia de Campos, cujo óleo pesado, com teores elevados de nitrogênio e altamente naftênico impõe técnicas especiais de refino, seja para poder cumprir com as especificações de produtos cada vez mais exigentes, por imposições ambientais ou dos sistemas energéticos que os demandam.

Visando avaliar as perspectivas futuras para o refino e auxiliar no estabelecimento de direcionadores para sua expansão, a ANP contratou a consultora Booz, Allen and Hamilton, cujo trabalho ainda está em curso. Preliminarmente, têm-se sugerido que as alternativas para a evolução do parque de refino nacional deverão visar principalmente a modificação do perfil de produção das refinarias, além da expansão da capacidade de refino. Estima-se que, para cobrir o déficit previsto na capacidade de produção de derivados em 2010, da ordem de 35 milhões m³/ano, deverão ser necessários investimentos da ordem de US\$ 13,5 bilhões a US\$ 15,0 bilhões de dólares no parque de refino brasileiro. Deste montante, estima-se que 40% deverão ser direcionados para o atendimento das especificações de qualidade cada vez mais restritivas, bem como para garantir a segurança operacional e do meio ambiente; 17% do montante de investimentos deverão destinar-se ao aumento da capacidade de conversão das refinarias, enquanto que o restante do montante previsto deverá destinar-se aos investimentos em expansão do parque de refino. Do montante global de investimentos estimado, US\$ 1,5 bilhões de dólares (10% do total, ou a diferença entre US\$15,0 bilhões e US\$13,5 bilhões) correspondem ao investimento adicional que deverá ser feito, no caso das expansões necessárias serem realizadas por meio da construção de novas refinarias, ao invés de serem realizadas aproveitando a infra-estrutura já existente. Este montante adicional, acompanhando uma tendência internacional, é, portanto, um fator de desestímulo à construção de novas refinarias no país, principalmente quando se considera que as margens de refino encontram-se atualmente bastante depreciadas.

Entretanto, em se considerando a possibilidade de construção de uma nova refinaria, e levando-se em conta a dimensão dos mercados regionais, fica evidente que o Nordeste brasileiro é a região de maior viabilidade para a implantação de uma nova refinaria. No que diz respeito às suas localizações, as refinarias brasileiras estão concentradas no Sudeste e no Sul do país, com os fluxos de derivados básicos por macro-região do país desbalanceados, como demonstram os dados disponíveis na ANP (ANP, 2001). Por exemplo, em 1999, enquanto a macro-região Centro-Oeste/Sudeste exportou – em grande parte para outras macro-regiões do país – um volume total de 5,9 milhões de m³ de derivados por ano (234 mil barris/dia), as regiões Norte/Nordeste e Sul importaram, respectivamente, volumes totais de 13,6 milhões de m³/ano e 2,2 milhões de m³/ano. Na previsão para 2010, este quadro tende a ficar ainda mais crítico, com todos os fluxos de derivados por macro-região tornando-se deficitários, caso sejam realizados apenas os investimentos já planejados pela Petrobras, no montante de US\$ 9,0 bilhões de dólares. Neste caso, enquanto as macro-regiões Norte/Nordeste e Sul passariam a importar, respectivamente, 18,9 milhões m³/ano e 6,5 milhões de m³/ano, a macro-região Centro-Oeste/Sudeste

passaria também a ser importadora de derivados, com um volume de importações estimado em 9,6 milhões de m³/ano. Ou seja, uma refinaria instalada no Nordeste contribuiria para a diminuição das importações de derivados da macro-região Norte/Nordeste e para o equilíbrio do mercado como um todo.

Assim no âmbito do parque de refino brasileiro, é importante reconhecer a clara necessidade de se definirem os cenários desejáveis para a expansão da capacidade instalada e as condições para sua consecução, inclusive em termos de uma política industrial e do marco regulatório associado.

5. No caminho da sustentabilidade

As reservas de combustíveis fósseis são necessariamente exauríveis e devem ser utilizadas com a clara noção de sua inerente e irreversível exaustão. Assim, na busca de uma perspectiva sustentável para a indústria do petróleo e do gás natural, além de se requerer o maior cuidado com as práticas de proteção ambiental e mitigação dos efeitos ao meio ambiente ao longo da cadeia de produção, processamento e consumo, é importante que se considerem as possibilidades de transição para fontes energéticas mais brandas. No caso do Brasil algumas destas alternativas já estão identificadas e devem ser reforçadas, especialmente aquelas associadas ao uso das bioenergias, cujo potencial brasileiro é reconhecido.

Os combustíveis derivados da biomassa podem ser considerados como alternativas em substituição ou complementares. No primeiro caso temos o Programa Nacional do Alcool no Brasil, onde o etanol hidratado efetivamente passou a deslocar parte da demanda de gasolina, exigindo motores exclusivos para este combustível. Tal exclusividade determinou a existência de uma frota cativa de veículos a etanol (como de resto existe uma para veículos a gasolina) e acabou conspirando contra o programa, já que eventuais discontinuidades no suprimento de álcool geraram descrédito desta alternativa entre os consumidores, maior obstáculo atual à estabilização da demanda de etanol hidratado. No segundo caso, as bioenergias são complementares, não há exclusividade e a transição é mais suave. Como exemplos desta complementaridade entre biocombustíveis e combustíveis fósseis, além da adoção de misturas gasolina-etanol anidro, como empregado no Brasil há décadas, podem ser citadas a adoção dos veículos multicomcombustível (“flexible fuel”) nos Estados Unidos, consumindo misturas gasolina-etanol em uma ampla variação de teores em uma frota de quase um milhão de carros e o programa de biodiesel de diversos países da Comunidade Européia, onde ésteres de óleos vegetais vem sendo utilizados em motores diesel sem qualquer adaptação. Espera-se que as alternativas complementares conduzam a matrizes energéticas mais robustas e seu maior respeito à escolha do consumidor também possa assegurar um mercado mais estável.

Naturalmente que a transição para contextos mais sustentáveis não se esgota com uma associação entre fontes fósseis e fontes renováveis, mas deve incluir também a melhoria dos padrões ambientais ao longo da indústria de petróleo e gás natural, cujos registros de acidentes mostra uma clara necessidade de adequação de procedimentos, principalmente nas etapas localizadas a montante, como a produção, refino e transporte em dutos. Em outra linha, a redução da queima de gás natural associado, ainda nos níveis de 20%, deve ser prioritariamente considerada. O volume de gás natural queimado sem qualquer efeito útil ficou no ano 2000 ao redor de 6 milhões de m³/dia, ou seja, quase o mercado deste combustível em São Paulo. Mesmo para os sistemas de produção antecipada de petróleo em bacias offshore se pode e se deve reduzir expressivamente a parcela de gás não aproveitado, como recentes compromissos firmados entre a ANP e as concessionárias tem indicado.

6. Conclusões e comentários finais

Na breve revisão desenvolvida neste trabalho sobre as atividades da indústria de petróleo e gás natural no Brasil, em particular em seus segmentos de produção e processamento, e buscando desenhar um cenário futuro, depreende-se que :

- as perspectivas de incrementar a oferta de hidrocarbonetos, a partir de reservas conhecidas e delimitadas, podem ser consideradas bastante favoráveis. Os investimentos necessários para expandir as atividades de desenvolvimento e produção e viabilizar as metas do período 2001-2005, cerca de US\$ 13,6 bilhões, estão aparentemente assegurados em grande parte. Com as reservas provadas, o nível atual de produção estaria assegurado por pelo menos 18 anos.
- o intenso esforço exploratório atualmente em curso no Brasil pode nos próximos anos resultar na abertura de novas fronteiras de produção, com avaliações preliminares de que o volume de petróleo ainda por descobrir deve ampliar em várias vezes as reservas provadas atuais. Ao contrário da maioria dos países, o Brasil tem conseguido repor e até mesmo incrementar suas reservas.
- os derivados de petróleo devem continuar representando nos anos vindouros um papel importante no atendimento da demanda, principalmente no setor de transporte, e com boas perspectivas de que o gás natural também contribua de modo expressivo para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica.
- o cotejo da demanda e da oferta previstas sinaliza que nos próximos anos o Brasil deverá prosseguir na redução de sua dependência de importações de petróleo, podendo se prever mesmo a auto-suficiência nos cenários mais favoráveis.
- a crescente dependência de derivados importados, com avaliações de que no médio prazo o Brasil poderá estar importando os produtos atualmente excedentes, como a gasolina, coloca em evidência a necessidade de se expandir a capacidade de refino. Além disso, a evolução das especificações dos derivados e as características particulares do petróleo produzido nos campos mais produtivos da plataforma continental impõe também importantes investimentos para melhorar a conversão e elevar a complexidade das refinarias brasileiras.
- as possibilidades de complementaridade entre as formas renováveis de energia, com destaque para os biocombustíveis, e combustíveis fósseis convencionais devem ser estimuladas, assim como deve ser priorizado o incremento do desempenho ambiental da indústria de petróleo como um todo, no sentido de promover uma transição adequada para contextos mais sustentáveis.

Ao par da promoção de um ambiente regulatório e institucional que assegure uma dinâmica e saudável expansão para a indústria do petróleo e do gás natural no Brasil, nos condicionantes acima expostos, é vital assegurar que este processo se desenvolva em permanente respeito aos interesses da sociedade. Neste sentido a continuidade e mesmo o incremento dos programas de formação e capacitação de recursos humanos, bem como dos programas de fomento à pesquisa e ao desenvolvimento tecnológico são instrumentos importantíssimos, conforme indicam os promissores resultados já obtidos.

Caberia como uma possível extensão deste trabalho explorar os cenários prospectivos à jusante das refinarias, onde os produtos são distribuídos e comercializados. A ampla cadeia logística, as peculiaridades dos mercados de combustíveis líquidos e de GLP, com elevado número de agentes e grande diversidade e sobretudo sua dinâmica recente, decorrente da plena implementação da Lei do

Petróleo a partir de janeiro de 2002, trazem desafios e oportunidades interessantes. Além disso, a adequada sinergia entre os segmentos do upstream e o downstream na indústria de petróleo e gás natural potencializará o mercado como um todo e permitirá que os cenários desenhados nestas notas tenham um efetivo sentido.

Finalmente, é apropriado retomar os comentários feitos na introdução sobre os riscos inerentes a previsões no contexto energético. O forte nexos entre o sistema sócio-econômico e setor energético, onde a oferta de energia atua simultaneamente como causa e efeito do nível de atividade, impõe que todas as projeções apresentadas sejam consideradas com cautela e necessariamente associadas às premissas adotadas. Não obstante, pelo menos para os próximos anos, é certo que a produção e o processamento de petróleo e gás natural no Brasil configuram uma perspectiva favorável e indutora ao desenvolvimento do país.

Bibliografia

- ANP, 2001, **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2001**, Agência Nacional do Petróleo, Rio de Janeiro
- BP, 2001, **BP Statistical Review of World Energy**, London
- Campos, C.W.M., 2001, **Sumário da história da exploração de petróleo no Brasil**, Associação Brasileira de Engenheiros de Petróleo, Rio de Janeiro
- IEA, 2001, **World Energy Outlook 2000**, International Energy Agency, Paris
- Machado, G.V., **Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Bruto do Brasil**, Nota Técnica SEE 15, Agência Nacional do Petróleo, Rio de Janeiro
- MME, 2001, **Matriz Energética Nacional: Projeções para 2005, 2010, 2020**, Relatório Final do Comitê Técnico da Matriz Energética, Conselho Nacional de Política Energética, Ministério de Minas e Energia, Brasília
- Moura, P., Carneiro, F., 1976, **Em busca do petróleo brasileiro**, Fundação Gorceix, Ouro Preto
- USGS, 2000, **U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results**, Washington DC

Agradecimentos

O autor agradece às Superintendências de Dados Técnicos, Desenvolvimento e Produção, Refino e Processamento de Gás Natural e Estudos Estratégicos da ANP pelo suporte no desenvolvimento deste trabalho.