

Apoio:

**Ministério do
Desenvolvimento, Indústria e
Comércio Exterior**

Ministério da
Ciência e Tecnologia 

 **anp**
Agência
Nacional do
Petróleo

 **ELETRONUCLEAR**
ELETROBRÁS TERMONUCLEAR S.A.

 **Eletrobrás**
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.  **Ministério de
Minas e Energia** 

 **CEMIG**
A Melhor Energia do Brasil.

 **GOVERNO
DE MINAS**

O Gás Natural na Bolívia: Riscos e Oportunidades
Carlos Feu Alvim e José Israel Vargas

Petróleo no Brasil
Omar Campos Ferreira

Balanço de Carbono: A Contabilidade das Emissões nas Metodologias
"Top-Down" Estendida ("Top-Botton") e "Botton-Up"
Carlos Feu Alvim, Frida Eidelman e Omar Campos Ferreira

Economia e Energia
Revista



Economia e Energia – <http://ecen.com>

Nº 51: Agosto-Setembro de 2005

ISSN 1518-2932

Versão em Inglês e Português também disponível bimensalmente em: <http://ecen.com>

Textos para Discussão:

O Gás Natural na Bolívia: Riscos e Oportunidades

Carlos Feu Alvim e José Israel Vargas

pag. 02

A recente crise institucional da Bolívia reavivou os receios do Brasil quanto à confiabilidade do abastecimento de gás natural daquele país. Apresenta-se uma análise exploratória da confiabilidade desse abastecimento, de como encarar a eventualidade de sua interrupção e da importância do Brasil poder contar com essa fonte de energia externa.

Petróleo no Brasil. *Omar Campos Ferreira.*

pag. 15

Um método estatístico, baseado no histórico das descobertas realizadas é usado para avaliar as reservas brasileiras de petróleo e o fôlego para sustentar a auto-suficiência pelo tempo necessário para se efetuar a transição tranquila para as novas tecnologias energéticas.

Artigo:

Balço de Carbono: A Contabilidade das Emissões nas Metodologias “Top-Down” Extendida (“Top-Bottom”) e “Bottom-Up”

Carlos Feu Alvim, Frida Eidelman e Omar Campos Ferreira

pag. 21

A Organização Economia e Energia realizou, em Convênio com o Ministério de Ciências e Tecnologia, estudo sobre o balanço de carbono nas emissões provenientes do uso e transformação da energia. A divulgação dos resultados desse estudo vem sendo feita pela revista e&e. Como prosseguimento do veiculado nos números 48 e 50, a e&e divulga neste exemplar os resultados correspondentes ao processo de contabilidade adotado que compreende a extensão da abordagem “Top-down” e o uso de coeficientes apurados no inventário nacional do Brasil para os anos 1990 a 1994 para estimar, pelo processo “Bottom-Up” as emissões de 1970 a 2002. De posse dos dois resultados, pode-se compará-los e avaliar suas deficiências e as possíveis incoerências no uso das duas metodologias.

Texto Para Discussão:

O Gás Natural na Bolívia: Riscos e Oportunidades

Carlos Feu Alvim e José Israel Vargas

Introdução

A recente crise institucional da Bolívia que culminou com a renúncia do segundo presidente em dois anos, e gerou mudanças institucionais na área de petróleo e gás (que supostamente a originaram) reavivou os receios do Brasil quanto à confiabilidade do abastecimento de gás natural daquele país.

Eletricidade e gás natural (GN) guardam entre si algumas semelhanças: São difíceis de armazenar e necessitam de uma conexão estreita entre o produtor e o consumidor final. São, além disso, energéticos praticamente limpos, de uso cada vez mais adequado ao consumo urbano.

Contrariamente a estes insumos, todos os outros líquidos (como petróleo e derivados) ou sólidos (como carvão mineral) são passíveis de transporte armazenamento relativamente fáceis.¹

Esta ligação umbilical entre produtor e consumidor cria inevitável dependência que pode provocar a superação de receios mútuos².

Tal comportamento tem sido confirmado pela experiência internacional. Exemplo notável desta “estabilidade” foi revelado pelo fornecimento de energia da Central de Cahora Bassa em Moçambique. Durante os anos em que existiram, neste país, um regime comunista e de predominância negra e, na África do Sul, o seu inimigo visceral capitalista, branco e racista o abastecimento elétrico não foi interrompido por razões políticas. Outros exemplos são as ligações de gás natural estabelecidas entre a antiga União Soviética e a Europa Ocidental a despeito da guerra fria e entre a Líbia de Kadafi e a Itália, participe da atual União Européia.

O próprio fornecimento de gás natural da Bolívia para a Argentina se deu sem maiores percalços durante duas décadas. Mesmo após haver a Argentina se tornado auto-suficiente em gás natural e seu contrato de importação ter sido encerrado em 1992, continuou havendo a compra do

¹ Para o gás natural existe a possibilidade do transporte na forma líquida, em baixas temperaturas, usando navios criogênicos. O custo deste tipo de transporte tem dificultado seu uso que correspondia, em 2004, a 7% do consumo mundial e 26% da exportação mundial (<http://www.bp.com>). Sessenta por cento desse tipo de exportação é dirigida a países como Japão e Coreia para os quais não existe outra opção de abastecimento de gás.

² É inevitável que ainda que subsista alguma desconfiança quando a transação envolve países cujas instituições (ou situações sócio-políticas) são particularmente instáveis. Esta desconfiança - que existiria em qualquer contrato de suprimento de insumos estratégicos - é, no entanto, atenuada e não agravada pelo tipo de ligação existente .

gás boliviano por este país até que o Brasil pudesse absorver o excedente. Esperava-se, inclusive, que a reversão de fluxo no gasoduto propiciasse ao Brasil a importação do gás argentino via Bolívia. Deve-se lembrar, no entanto, que havia interesse dos organismos financeiros internacionais para que fosse preservado o que se considerava constituir “a maior fonte de receita legal da Bolívia”. Ademais, o interesse dos EUA em que fosse assegurada à Bolívia receita do gás era uma garantia para a obtenção de financiamentos para o empreendimento.

O Gás Natural da Bolívia

A efetivação do Acordo que possibilitou à Petrobrás importar gás da Bolívia provocou, na ocasião, aceso debate na empresa. A oposição ao acordo era expressa através da AEPET (Associação de Engenheiros da Petrobrás) cujas principais alegações foram: a Bolívia não teria reservas de gás provadas; o Brasil teria muito gás a descobrir e, finalmente, a Bolívia não seria confiável. Um grupo técnico dentro da empresa³, coordenado por José Fantine (na ocasião Superintendente de Planejamento) estudou todos os aspectos técnicos e estratégicos do assunto. Segundo este engenheiro, foi obtida a aprovação dos gerentes de primeira linha e da diretoria sem nenhuma pressão indevida. A oposição da AEPET apresentava ainda aspectos políticos e ideológicos relacionados com o eventual rompimento do monopólio interno de petróleo já que a futura companhia exploradora do gasoduto teria obrigatoriamente participação de sócios estrangeiros. A entrada da Petrobras na exploração (que levou a descobertas de grande vulto) e conseqüente produção na Bolívia foi uma ação posterior em função da privatização do setor ali ocorrida. Assim, passaram a existir dois negócios de vulto: a produção de gás (que agora sofre nova nacionalização e taxaço) e a importação do gás.

Os acontecimentos recentes na Bolívia já tiveram reflexo na confiança em futuros projetos o que estaria motivando a Petrobrás a rever o projeto do gasoduto do nordeste (Gasene) bem como outros investimentos em termelétricas e em instalações industriais. A experiência histórica faz esperar, no entanto, que a médio e longo prazos as dificuldades geradas pela atual situação política boliviana sejam superadas. Por outro lado, a avaliação da Petrobrás parece ser de que a taxaço boliviana não elimina a rentabilidade do empreendimento já realizado naquele país e o volume de gás já inventariado garantiria o abastecimento pelo tempo necessário para amortizar os investimentos já realizados.

Pesaria na decisão do novo governo da Bolívia, a ser eleito ainda em 2005, o fato do gás natural ser (dados de 2004) responsável por 29% do valor das exportações da Bolívia. A elevação do preço corrente do petróleo e do gás natural no mercado internacional e o aumento na produção boliviana de gás devem elevar a importância relativa desta

³ Denominado “Grupo 1”.

receita. A hipótese de um governo constituído na Bolívia interromper o abastecimento para o Brasil é, pois, considerada pouco provável. Por outro lado, um governo mais estável tenderá também a encontrar uma solução em que o preço acertado não desestimule a demanda e logo os investimentos futuros.

Vale lembrar que nas condições mais adversas existem riscos inerentes ao sistema de transporte usual (gasoduto), seja resultante de causas naturais e técnicas ou de atos de sabotagem. Com efeito, a defesa de uma instalação que se estende por milhares de quilômetros (557km na Bolívia) contra atos de guerra é virtualmente inviável.

Embora a hipótese pareça pouco provável nem tenha havido ameaça real ao abastecimento nos acontecimentos recentes⁴, torna-se indispensável uma análise da vulnerabilidade do Brasil frente à redução ou à interrupção do abastecimento de gás boliviano, tanto para prevenir suas eventuais conseqüências como para orientar o próprio planejamento energético.

Gás Natural na América do Sul e Central e a Disponibilidade do Gás da Bolívia

Alguns elementos dessa análise impõem-se nesta abordagem inicial. Desde logo, devem-se considerar os dados referentes ao GN na América do Sul e Central⁵ potencialmente interessantes para a análise do problema e que estão resumidos na Tabela 1.

Tabela 1: GN na América do Sul e Central em 2004 (bilhão de m³)

	Reserva	Participação	Produção Anual 10 ⁹ m ³ /ano	Consumo Anual 10 ⁹ m ³ /ano	Produção - Consumo 10 ⁹ m ³ /ano	R/P anos
Unidade	10 ⁹ m ³					
Argentina	605	8,5%	44,9	37,9	7,0	13,5

⁴ Assinala José Fantine (atualmente Coordenador Executivo do Espaço de Centros de Excelência), que em nenhum momento da recente crise na Bolívia discutiu-se a interrupção do contrato de fornecimento do gás para o Brasil ou majoração do seu preço. Em discussão estava o encarecimento do gás ofertado internamente pelo aumento dos impostos. Mas esse aumento não tem como ser repassado para o importador (a Petrobras), pois o preço do gás é regulado por contrato. A ameaça de interrupção do fluxo do gasoduto ocorreu por bloqueio de estradas impedindo a saída de líquidos produzidos nas plantas de gás natural, o que acabaria por levar ao esgotamento dos espaços para armazená-los, obrigando a paralisação da produção de gás natural. Vitoriosa a elevação das taxas, diminui o lucro das operadoras locais, dentre elas a Petrobras, mas isso nada tem a ver com o fornecimento do gás para o gasoduto.

⁵ A inclusão da América Central, de pouca importância prática para o abastecimento do Brasil, se deve à agregação dos dados na fonte.

Bolívia	890	12,5%	8,5	1,4	7,1	104,7
Brasil	326	4,6%	11,1	18,9	-7,8	29,4
Chile				8,2	-8,2	
Colômbia	110	1,5%	6,4	6,3	0,1	17,2
Equador				0,1	-0,1	
Peru	246	3,5%		0,9	-0,9	
Trinidad						
Tobago	533	7,5%	27,7	11,3	16,4	19,2
Venezuela	4219	59,4%	28,1	28,1	0,0	150,1
Outros Am. do Sul e Central	170	2,4%	2,5	4,9	-2,4	68,0
Total Am. do Sul e Central	7099	100,0%	129,1	117,9	11,2	55,0

Fonte BP (<http://www.bp.com>)

O exame preliminar sobre a disponibilidade do GN da Bolívia deve-se levar em conta alguns pontos cruciais enumerados a seguir:

A capacidade de produção da Bolívia considerando suas reservas. Tomando-se uma razão reserva/produção prudente de 20 anos, chega-se a um potencial de produção nesse país de 44 bilhões de m³/ano baseado nas reservas conhecidas. Uma avaliação das reservas prováveis pode levar a valores superiores. Deste ponto de vista, existe uma oferta que viabiliza a importação de gás daquele país em horizonte de tempo adequado.

Os concorrentes do Brasil para o gás da Bolívia:

1. Bolívia - Naturalmente, a própria Bolívia terá prioridade no uso de seu gás. Seu consumo de energia primária comercial em 2002 (dados IEA) era equivalente a 4,8 bilhões de m³/ano dos quais 27% verdadeiramente em GN. Supondo que a participação do GN na matriz boliviana atingisse 55% (caso atual da Argentina) ter-se-ia um consumo limite de 2,4 bilhões de m³. ou de 2,8 bilhões no ano de 2004 (admitindo-se um incremento de 8%). Se a atividade econômica dobrar em dez anos (crescimento de 7% ao ano do PIB) e a demanda energética acompanhar esse crescimento, o consumo boliviano será apenas de cerca de 5 bilhões de m³/ano, restando pois um potencial de exportação de cerca de 40 bilhões de m³/ano.
2. Argentina - Nos anos noventa, como se viu anteriormente, a Argentina se considerava um exportador de gás natural para as décadas seguintes. Sua infra-estrutura foi, especialmente preparada para isso, estabelecendo-se ligações com o Chile e o Brasil. No entanto, a Argentina apresenta razão reserva/produção já próxima do limite

mínimo estrategicamente aceitável de dez anos. Os planos de livre exportação da Argentina surgiram na expectativa – afinal não concretizada – de que a privatização ocorrida conduzisse a um rápido aumento das reservas. Sendo assim, o mais provável é que a Argentina se concentre nos próximos anos no atendimento de suas próprias necessidades e ao cumprimento (se possível) dos contratos de exportação já firmados. A inusitada participação do GN em sua matriz energética, leva a considerar que existe margem para alguma redução no ritmo crescimento da demanda de GN na Argentina verificado nos últimos anos. A Figura 1 resume a situação da Argentina. Pode-se observar que nos últimos 20 anos sua reserva não sofreu acréscimo significativo, ao passo que a produção e o consumo cresceram sistematicamente.

Gás Natural na Argentina (bilhão m³)

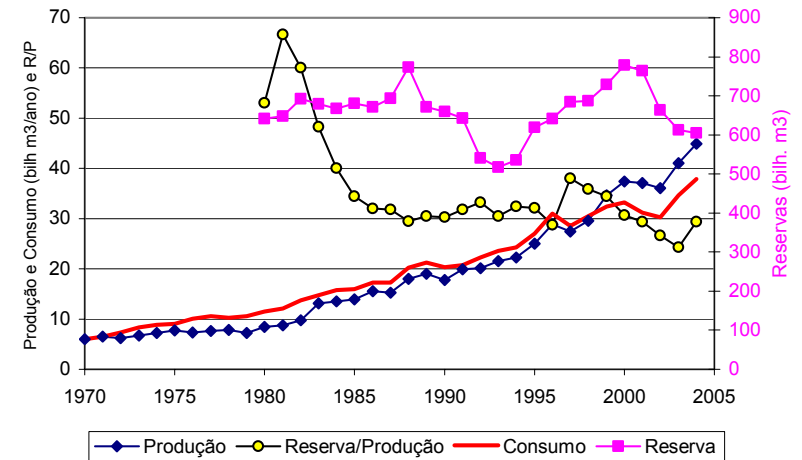


Figura 1: Reservas, produção, consumo e reserva/produção da Argentina

3. Chile e outros países da América do Sul - Note-se, desde logo, que o Chile é inteiramente dependente do GN importado da Argentina. Além disso, apresenta uma participação importante do GN em sua matriz energética (29%). Tendo em vista a ausência de produção própria, seu consumo anual deve ser suprido por seus vizinhos a menos de venha a recorrer à importação do GN liquefeito (criogênico). Para o abastecimento no Continente as reservas do Peru são a opção mais evidente (afora a Bolívia). Esta circunstância o torna particularmente vulnerável às atuais pressões da Bolívia que usa o GN como instrumento da projetada reconquista de seu acesso ao mar. As

necessidades anuais do Chile são atualmente de cerca de 8 bilhões de m³/ano. O terceiro país em demanda potencial na América do Sul é a Colômbia; atualmente, sua produção é suficiente apenas o atendimento de sua demanda interna. Para o futuro, a Colômbia poderia dispor do GN dos vizinhos Peru e Venezuela havendo, para este último, a necessidade de superar os problemas políticos que hoje ocorrem entre os dois países.

4. EUA e outros países desenvolvidos – A barreira da distância que limita o comércio de GN para países mais afastados será vencida na medida em que o preço do GN transportado na forma liquefeita em navios criogênicos tornar-se viável. A propósito, note-se que, a partir de 2003, o preço do GN importado pelo Japão (CIF) colocou-se abaixo do preço médio praticado nos EUA para gás encanado.⁶ No caso da América do Norte, as reservas conhecidas de GN são similares às da América do Sul para uma demanda potencial pelo menos dez vezes maior. Os EUA já importam GN criogênico de Trinidad Tobago (13,1 bilhões de m³/ano em 2004)⁷. A possibilidade de exportar GN para os EUA está sendo considerada pela Bolívia, mas esbarra na dificuldade de não dispor de um porto. Aliás, um dos problemas que levou o Presidente Meza à renúncia foi a feroz oposição popular a um acordo da Bolívia com o Chile para exportar o GN utilizando um porto daquele país.⁸ Deve ser notado, no entanto, que por mais que se reduza o custo da criogenia e do transporte, ele sempre será maior do que o correspondente ao transporte por um gasoduto para o Brasil ou Argentina. Assim a opção boliviana pela criogenia sempre vai perder para a opção Brasil, pois, a preços finais iguais, restará uma renda menor para a Bolívia. A outra opção existente para a exportação de gás para destinos distantes é sob a forma de combustíveis líquidos (gasolina, diesel, nafta e outros derivados) a partir do gás natural pelo processo GTL (Gas-to-Liquids)⁹. Este processo, no entanto, deverá ser adotado, em primeiro lugar, em países onde praticamente inexistente opção econômica para o uso do GN associado produzido.

⁶ Muito embora contratos de longo prazo influenciem os preços do GN importado pelo Japão, o fato configura a viabilidade prática deste tipo de importação com os preços atuais de petróleo.

⁷ Os EUA já iniciaram uma corrida para construir terminais que poderiam atender a múltiplas importações.

⁸ Na América Latina é a Venezuela (e não a Bolívia) o fornecedor óbvio de GN criogênico para os EUA já que dispõe das maiores reservas. Evidentemente as condições políticas atuais entre os governos Bush e Chaves não favorecem este entendimento.

⁹ Embora a tecnologia GTL não seja “massificada” e dominada comercialmente, é fato que se pode produzir diesel e outros derivados a um custo menor do que o do petróleo (menor do que 40 us\$/barril já em derivado de primeiríssima qualidade a partir de um gás ao custo da produção na Bolívia). Assim, uma próxima rota para os donos de gás é se associar para produzir diesel, gasolina, ou querosene de jato ou petroquímicos. As primeiras plantas em escala comercial estão entrando em operação e várias empresas dominam inteiramente a tecnologia

Impacto da redução ou supressão da importação do gás boliviano pelo Brasil

No ano de 2004, a dependência do GN importado era de 37% em relação à oferta interna bruta¹⁰. A evolução da dependência é mostrada na Figura 2.

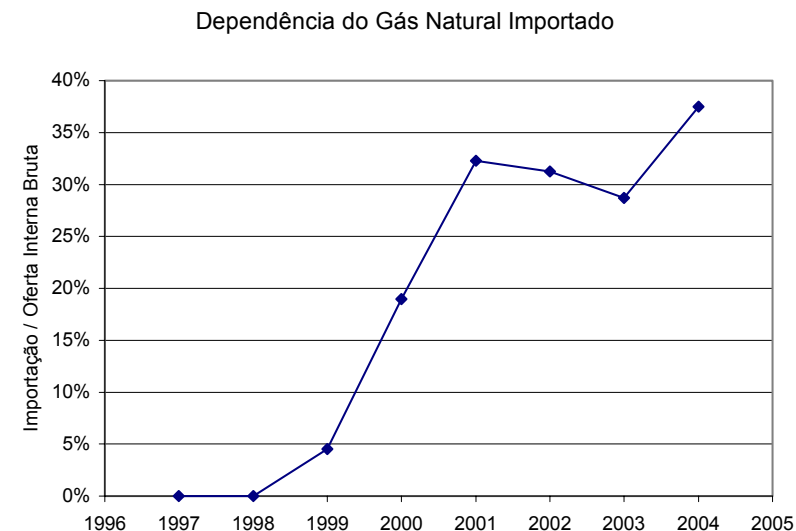


Figura 2: Dependência externa do GN importado relativa à oferta interna bruta.

(Dados do Balanço Energético Nacional do Ministério das Minas e Energia - BEN/MME 2005)

Na Tabela 1, foi mostrado que o Brasil detém, no momento, só 4,6% da reserva conhecida na América Latina. Poder contar com uma fonte externa de GN canalizado é, em princípio, uma vantagem comparativa frente a outros países que não deve ser negligenciada. Em face da distância entre a Venezuela e as regiões de maior consumo potencial no Brasil, a Bolívia, por suas reservas e localização, apresenta-se como a melhor opção. Recordar-se que o gás natural substitui, com menor impacto no meio ambiente, outras fontes de calor, sendo uma alternativa para várias aplicações do petróleo cuja participação na matriz energética mundial já parece estar em declínio. As reservas do Brasil, mostradas na Figura 3, não admitem grande expansão a médio prazo. Com efeito, embora a razão reserva/produção venha, há quase duas décadas,

¹⁰ Em relação à oferta total (produção + importação) a dependência era de 30% já em relação ao gás natural para uso final e na geração de eletricidade a dependência era de 44%.

mantendo-se no nível de 30 anos, a razão reserva/consumo já era, em 2004, de 17 anos. Ou seja, para que haja uma expansão sustentada da participação do GN na matriz energética brasileira com base na produção exclusivamente nacional, seria necessário um incremento significativo nas reservas locais.

Gás Natural no Brasil (bilhão m3)

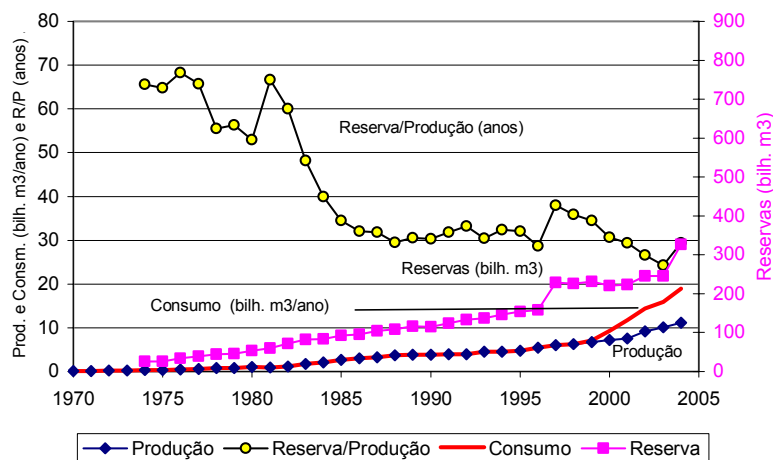


Figura 3: Evolução da Produção, Reserva, e Demanda de GN no Brasil.

Como a taxa de utilização deve crescer nos próximos anos, não contar com o gás natural da Bolívia não parece ser uma boa opção estratégica para o Brasil.

A produção, transformação e utilização do Gás Natural em 2004 aparecem contabilizadas, na Tabela 2, conforme dados do BEN/MME 2005. De uma oferta total de cerca de 25 bilhões de m³, 8 bilhões foram importados. Após a reinjeção em poços de petróleo e subtraída a fração não aproveitada (queima nas plataformas de petróleo) a oferta interna bruta é um pouco inferior a 20 bilhões de m³/ano. Em números aproximados, deduzidos 1,5 bilhão para outras transformações (principalmente de compostos líquidos), sobram 18,5 bilhões para outros usos sendo que 4,5 bilhões são utilizados para a geração de eletricidade e 14 bilhões se destinam ao consumo final.

Tabela 2: Produção, Transformação e Uso do GN no Brasil em 2004

	GÁS NATURAL	GÁS NAT ÚMIDO	GÁS NAT SECO
	milh m ³	milh m ³	milh m ³
PRODUÇÃO	16971	16971	0
IMPORTAÇÃO	8086	0	8086
OFERTA TOTAL	25057	16971	8086
EXPORTAÇÃO	0	0	0
NÃO APROVEITADA	-1669	-1669	0
REINJEÇÃO	-3616	-1300	-2316
OFERTA INTERNA BRUTA	19772	14002	5770
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-5708	-12376	6668
REFINARIAS DE PETRÓLEO	0	0	0
PLANTAS DE GÁS NATURAL	-935	-11700	10765
CENTRAIS. ELET. SERV. PÚBLICO	-3438	0	-3438
CENTRAIS ELET. AUTOPRODUTORAS	-1155	-496	-659
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	-180	-180	0
PERDAS DISTRIB. ARMAZENAGEM	-352	-142	-210
CONSUMO FINAL	13665	1416	12249
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	838	0	838
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	12827	1416	11411
SETOR ENERGÉTICO	3168	1416	1752
RESIDENCIAL	206	0	206
COMERCIAL	245	0	245
PÚBLICO	54	0	54
AGROPECUÁRIO	2	0	2
TRANSPORTES - TOTAL	1580	0	1580
RODOVIÁRIO	1580	0	1580
INDUSTRIAL - TOTAL	7572	0	7572
CIMENTO	23	0	23
FERRO GUSA E AÇO	1064	0	1064
FERRO LIGAS	1	0	1
MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO	260	0	260
NÃO FERROSOS E OUT. METALURG.	514	0	514
QUÍMICA	2344	0	2344
ALIMENTOS E BEBIDAS	558	0	558
TÊXTIL	339	0	339
PAPEL E CELULOSE	521	0	521
CERÂMICA	872	0	872
OUTRAS INDÚSTRIAS	1076	0	1076
Geração eletricidade (GWh)	19264	2291	16973
Geração serviço público de eletricidade (GWh)	14681	0	14681
Geração autoprodutores de eletricidade (GWh)	4583	2291	2292

Fonte BEN/MME 2005

A importação de GN seco (8 bilhões de m³/ano) destina-se a este mercado cerca de 18,5 bilhões de m³ para consumo final e geração de eletricidade. Ou seja, na hipótese de corte de suprimento do gás boliviano, ter-se-ia que proceder à redução superior a 40% neste tipo de consumo. Para o futuro, parece importante o desenvolvimento de alternativas de gás não associado nacional ou de outras procedências (como o Peru e até criogênica) capazes de suprir – pelo menos parcialmente - eventuais faltas.

Uma questão importante – que transcende o objetivo deste trabalho – é o dimensionamento da demanda futura brasileira e a administração da exploração das reservas nacionais que leve em conta a disponibilidade das fontes externas. Na situação atual, em termos de energia primária, a participação do GN na matriz brasileira é de 9% da energia comercial (dados de 2004) enquanto que a média mundial é de 24 %. Ou seja, uma participação da mesma ordem no Brasil corresponderia a um consumo de aproximadamente 50 bilhões de m³/ano ou cerca de 140 milhões de m³/dia. Recentemente a e&e (No. 49) projetou o crescimento energético para o período 2000-2035 no Brasil com metodologia baseada no conceito de energia equivalente para um cenário moderado de crescimento econômico. O crescimento do consumo energético seria de 4,7% ao ano. Supondo o mesmo crescimento da demanda potencial de gás natural e que a participação na matriz atingisse a média mundial, a demanda brasileira seria de 65 bilhões de m³/ano em 2010 e poderia chegar a superar 140 bilhões em 2020. Se as reservas brasileiras estiverem no limite estimado de 1,5 trilhões de m³ (reservas descobertas e a descobrir) parece conveniente e prudente poder usar reservas externas dos vizinhos.

Alternativas de Contingenciamento do GN

Na hipótese de uma possível interrupção do GN boliviano, as medidas possíveis são basicamente as de aumentar a oferta ou restringir a demanda. Como a maioria do GN produzido no Brasil é de gás associado à produção de petróleo, a possibilidade de aumentar rapidamente a oferta interna é reduzida. Não existe também infra-estrutura adequada ao armazenamento de gás ou à importação do GN liquefeito. A margem de manobra para o aumento da oferta é limitada, mas certamente existe. Em uma aproximação grosseira não se deve esperar um acréscimo superior a 1 bilhão de m³/ano.

Análise preliminar indica que existe um grande potencial de substituição nas refinarias (consumo anual de 3 bilhões de m³). O setor transporte absorve cerca de 1,5 bilhão de m³, contudo a maioria da frota de veículos, poderia voltar a funcionar com o combustível tradicional. A geração de eletricidade corresponde a 4,5 bilhões de m³. Por um tempo limitado e em ocasiões de reservas adequadas de água, uma redução no volume da geração elétrica nas usinas de GN seria factível. No setor industrial (responsável por cerca de 7,5 bilhões de m³/ano) é certamente

possível identificar oportunidades de substituição que minimizariam a restrição da oferta.¹¹

Todas as substituições mencionadas, com poucas exceções, implicarão algum custo financeiro e/ou ambiental. No entanto, uma interrupção temporária no abastecimento de GN boliviano não causaria problemas incontornáveis. Por outro lado, é sempre bom contar com alternativas à importação já que isto também minimiza o risco de um eventual boicote por motivos políticos.

Na análise da e&e nº 49 sobre o Setor Elétrico, ficou claro o papel regulador das usinas térmicas no funcionamento do sistema de geração de eletricidade face às oscilações do regime de chuvas. Com a crescente participação do gás natural na geração de eletricidade (Figura 4), este tipo de regulação do sistema elétrico corre o risco de impactar negativamente o setor gás. Assim, já existe no sistema energético brasileiro clara necessidade de regulação do abastecimento de GN ainda não adequadamente equacionada. Como a oferta tende a ser rígida (gás associado + importação no processo “take or pay”) a regulação teria que ser feita na demanda. Isto pode ser realizado com a contratação de demanda do tipo interruptível. Seria, pois, muito interessante para o sistema energético contar com instalações capazes de operar com outros

¹¹ Apenas para ilustrar uma hipótese de contingenciamento poder-se-ia pensar em 0,5 bilhão de incremento da produção, redução de 1,5 bilhão de uso veicular, 2 bilhões nas refinarias e 2,5 bilhões na produção de eletricidade e 1,5 bilhão de na indústria (total de 8 bilhões de m³/ano)

combustíveis.

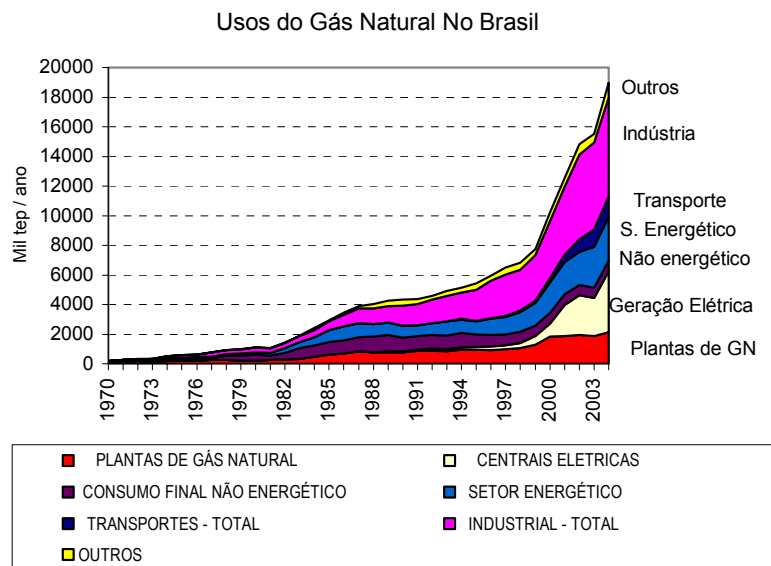


Figura 4: Usos de GN na geração de energia elétrica no Brasil, não estando incluídos na figura o GN reinjetado e não utilizado (Dados BEN/MME 2005).

Para o futuro, seria desejável uma regulação na oferta (GN nacional não associado e de outros países) para estabilizar o sistema.

Conclusão

Os exemplos históricos de outros países mostram que a relação de dependência mútua entre o país produtor e o consumidor tende a não afetar o comércio de energia; mesmo na hipótese de existência de conflito entre as partes (o que não é o caso de Brasil e Bolívia). A interrupção de abastecimento de GN configura assim uma possibilidade remota.

A análise preliminar aqui realizada parece indicar que existe margem – pelo menos por tempo limitado – para absorver uma interrupção de fornecimento de gás externo com prejuízos aceitáveis.

A importação de GN da Bolívia (a preços adequados) é a opção mais indicada no âmbito regional para complementar a produção brasileira, a vista das reservas nacionais até agora conhecidas.

Uma análise dos possíveis países concorrentes pelo GN boliviano indica que o Brasil desfruta de posição privilegiada tendo em vista o

volume que é capaz de absorver e a disponibilidade de uma rede de gasodutos próprios.

A regulação do mercado de GN nacional – mesmo na ausência de cortes de fornecimento – deveria ser objeto de uma análise estratégica que tenha presente a possibilidade de variações significativas na demanda de GN para a geração de eletricidade em um sistema predominantemente hídrico, que já não dispõe de regulação plurianual anteriormente existente. É desejável montar para o GN (e também para a eletricidade) um sistema provido de capacidade para tolerar variações de oferta e demanda de maneira a atender as circunstâncias climáticas, energéticas e também políticas.

O Brasil foi, durante décadas, uma ilha energética em relação a seus vizinhos. A integração da América do Sul na área de energia vem progredindo lentamente e o gasoduto Bolívia/Brasil é um passo importante na boa direção. Essa integração pode trazer benefícios mútuos, mas vem, obrigatoriamente, acompanhada de complicações geopolíticas que são inerentes ao papel principal do Brasil no continente.

É bom lembrar que continua fazendo falta ao Brasil um planejamento energético de longo prazo que integre todas as fontes de energia. À medida que a integração continental for se aprofundando, tornar-se-á necessário incluir neste planejamento o intercâmbio energético com os vizinhos. Estudos para prevenir e enfrentar contingências devem então ser uma atividade contínua.

Petróleo no Brasil

Omar Campos Ferreira.

A edição de Nº 46 desta Revista apresentou um artigo sobre a situação das reservas mundiais de petróleo (“De volta ao petróleo”, nº 46, out/nov 2004), mostrando que a razão da reserva acumulada para o consumo acumulado se aproxima do seu limite, devendo atingir em 2020 o valor 1,5. O tema tem importância estratégica, pois a alta persistente do preço internacional do óleo provocou reações no mercado financeiro e em planos de governos. Esperava-se que ao fim do inverno no hemisfério norte os preços voltassem a baixar, como de outras vezes, mas apenas se registram oscilações sem que seja possível identificar tendência de baixa. Procuramos, neste trabalho, avaliar as reservas brasileiras de petróleo e o fôlego para sustentar a auto-suficiência pelo tempo necessário para se efetuar a transição tranqüila para as novas tecnologias energéticas.

Reserva de petróleo

Avalia-se a reserva brasileira de petróleo “convencional”¹² usando o mesmo método empregado no artigo anterior. A série de dados é consideravelmente mais curta do que a usada naquele trabalho, o que acarreta maior incerteza nos resultados dos cálculos. Os dados, retirados do Balanço Energético Nacional 2002, estão mostrados em forma bruta no gráfico Nº 1. A contabilidade usada no Balanço deduz da reserva a produção no ano; para obter a reserva original, que pode ser projetada com o método logístico, é necessário fazer a correção. Além disso, o critério de distinção entre recursos e reservas foi mudado em 1990, o que exigiu uma outra correção, já incorporada nos dados do gráfico.

¹² Óleo convencional é o que pode ser extraído e processado a custos competitivos com outras fontes primárias.

Petróleo no Brasil.

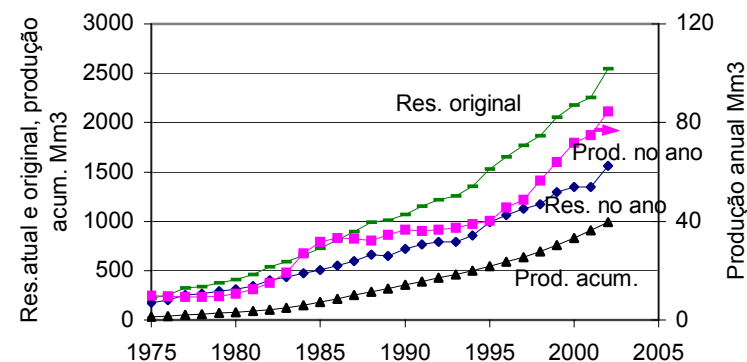


Gráfico 1- Dados de produção e Reserva

Como de costume, os dados de reserva foram agrupados em centrídes trienais e a taxa trienal média de descoberta (variação da reserva) foi representada em função da descoberta acumulada, distinguindo-se 2 pulsos mostrados nos gráficos 2, 3 e 4.

Pulsos de Descobertas.

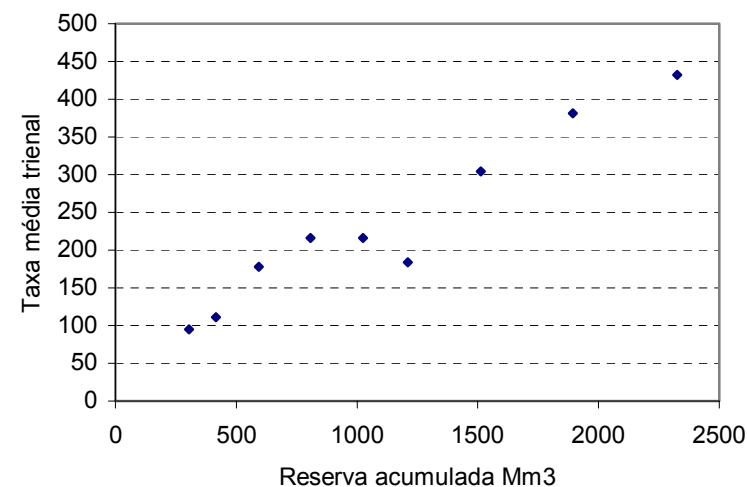


Gráfico 2.- Os pulsos de descoberta de petróleo

1º Pulso de Descobertas.

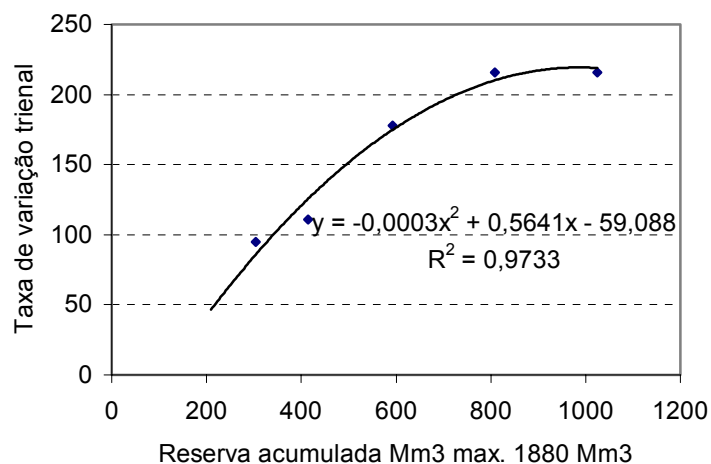


Gráfico 3 – Tratamento do primeiro pulso.

O primeiro pulso teria a descoberta máxima de 1.880 Mm³ (12 bilhões de barris); o segundo, corrigido da influência do primeiro, chegaria a 4.210 Mm³ (26,5 bilhões de barris). Para testar a fidelidade dos cálculos, a série histórica foi reconstituída conforme se vê no gráfico 4. Segundo esses resultados, a reserva remanescente (reserva original – consumo acumulado até 2001) seria de 3.210 Mm³ ou 20 bilhões de barris.

2º Pulso de Descobertas.

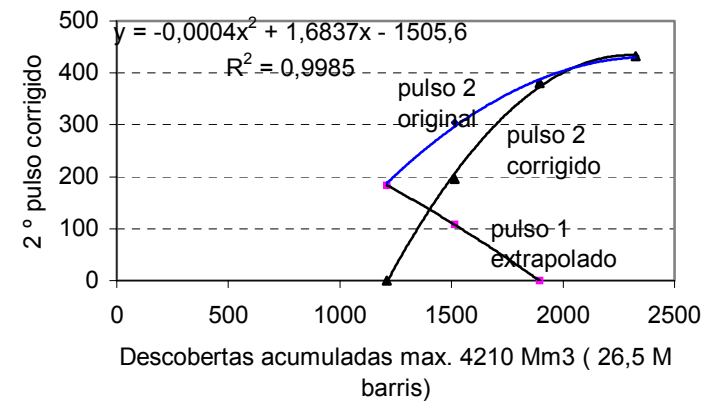


Gráfico 4 – Interferência do primeiro pulso sobre o segundo

Descoberta Acumulada

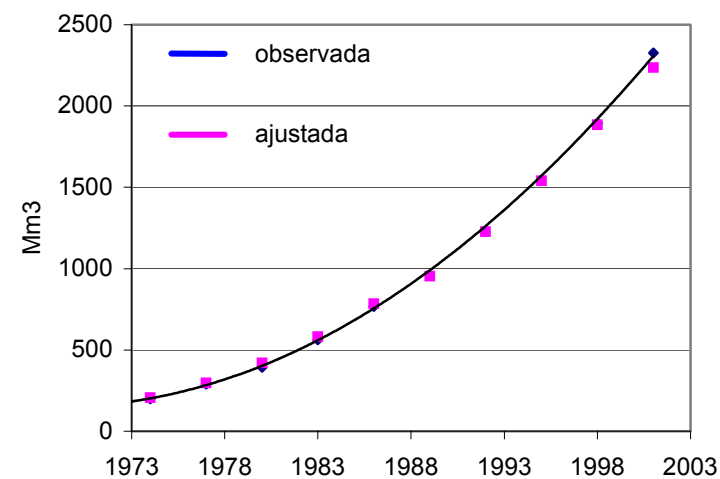


Gráfico 5 – Recomposição da série histórica

Conclui-se que a reserva original de petróleo é de 4,210 Mm³, dos quais já foram consumidos 1.000 Mm³. Para avaliar a duração da reserva, caso se atinja a auto-suficiência, deve-se projetar o consumo com base na projeção de crescimento da economia. As relações testadas (consumo versus PIB, PIB/hab, população e população-PIB) deram coeficientes de correlação pouco satisfatórios, possivelmente devido à diversidade de fatores que condicionam o consumo (preços no mercado internacional, atividade econômica, balança de pagamentos, tecnologia de motores, etc...). Assim, a avaliação que se segue, baseada na correlação consumo-PIB mostrada no gráfico 6, é uma das várias que podem ser feitas, todas mais ou menos equivalentes do ponto de vista da aderência aos dados.

Correlação PIB-Consumo.

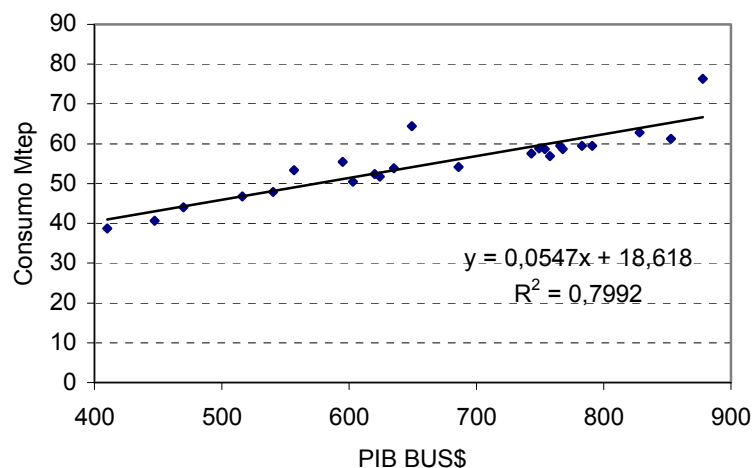


Gráfico 6- Projeção de Consumo

Na edição nº 49 da revista, Carlos Feu et al. apresentaram o modelo macroeconômico desenvolvido pela equipe da e&e (“O Futuro do Sistema Elétrico Brasileiro – anexo 2: Cenário Macroeconômico de Referência”), prevendo para 2025 o PIB de US\$₂₀₀₃ 1.950 bilhões de dólares em paridade de poder de compra para a população projetada de 229 milhões de habitantes. Com esses dados, estima-se em 2630 Mm³ o consumo acumulado entre 2003 e 2025 (média diária = 2060 M barris), restando neste último ano 580 Mm³.

Vê-se que a reserva de petróleo é confortável, em relação à de outros países, mas é preciso preparar a transição para as novas

tecnologias energéticas. Aproveitando a experiência do bem-sucedido Programa do Alcool, pode-se esperar o domínio da tecnologia dos óleos vegetais para resolver o problema de combustível para motores Diesel, que condiciona o consumo de petróleo (gráfico 7), no prazo disponível (25 a 30 anos). Ademais, o alto preço do petróleo e o crédito de carbono poderão estimular o uso da célula a combustível no transporte (individual, coletivo e de cargas), com hidrogênio eletrolítico e/ou com etanol reformado a bordo. Outras possibilidades seriam o aumento da fração de óleo diesel na destilação do petróleo, o estímulo ao transporte ferroviário, fluvial e de cabotagem e outras possibilidades.

Consumo de Petróleo e de Óleo Diesel no Brasil.

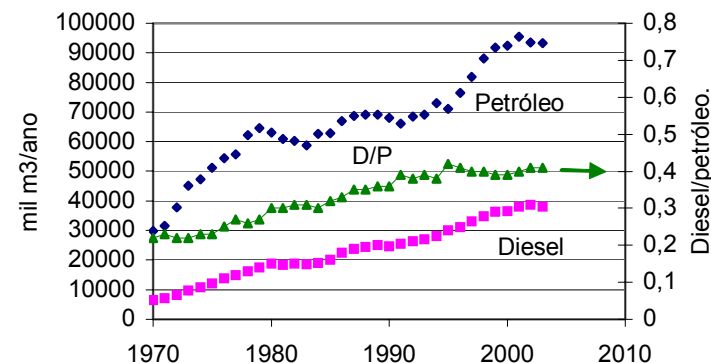


Gráfico 7- Projeção do Consumo de Petróleo e Óleo Diesel

Balço de Carbono:**A Contabilidade das Emissões nas Metodologias “Top-Down” Estendida (“Top-Bottom”) e “Bottom-Up”**

Carlos Feu Alvim, Frida Eidelman e Omar Campos Ferreira

Introdução

A Organização Economia e Energia realizou, em Convênio com o Ministério da Ciência e Tecnologia, estudo sobre o balanço de carbono nas emissões provenientes do uso e transformação da energia. A divulgação dos resultados desse estudo vem sendo feita pela revista e&e. Assim já foram divulgados:

- O Balço de Carbono na Produção, Transformação e Uso de Energia no Brasil – Metodologia e Resultados no Processo “Top-Bottom” para 1970 a 2002 (e&e No 48).
- O Balço de Carbono nos Centros de Transformação de Energia (e&e No 50)

Como prosseguimento, a e&e divulga neste exemplar os resultados correspondentes ao processo de contabilidade adotado que compreende a extensão da abordagem “Top-down” e o uso de coeficientes apurados no inventário nacional do Brasil para os anos 1990 a 1994 para estimar, pelo processo “Bottom-Up” as emissões de 1970 a 2002. De posse dos dois resultados, pode-se compará-los e avaliar suas deficiências e as possíveis incoerências no uso das duas metodologias.

Na apuração dos dados e sua comparação foram usados dois programas para computador que permitem listar os dados dos balanços de energia e do carbono (processo “Top-Down”) para todo o período e em diferentes configurações (programa ben_eec).

Para obter os dados pelo processo “Bottom-Up” foi usado o programa *benemis_e*. Esse programa, elaborado anteriormente e atualizado para incluir o ano de 2002 dentro do convênio com o MCT, permite quantificar as emissões por tipo de combustível nos vários setores. O programa permite um levantamento das emissões de 1970 a 2002 e inclui os resultados para os gases CO₂, CO, CH₄, e NMVOCs¹³, que contêm carbono além de N₂O e NO_x¹⁴ que não interessam para o balanço de carbono. Esses dados constam do Relatório Final do Projeto “Balanço de Carbono”, apresentado ao MCT e serão proximamente publicados na e&e. Para o cálculo das emissões o programa utiliza coeficientes obtidos a

¹³ Dióxido de carbono, monóxido de carbono, metano e outros compostos orgânicos voláteis afora o metano (Non-Methane Volatile Organic Compounds)

¹⁴ Óxido nitroso e outros óxidos de nitrogênio (afora N₂O).

partir do uso dos dados de consumo e transformação do BEN (Balanço Energético Nacional) e das apurações tipo “Bottom-Up” realizadas para o inventário. Estes coeficientes foram elaborados a partir do resultado do inventário e fornecidos à equipe da e&e por Branca Americano da CGMC (Coordenação Geral de Mudanças Globais do Clima – MCT). Posteriormente, houve uma verificação dos resultados gerados pelo programa e algumas discrepâncias foram corrigidas pela Coordenação.

É possível elaborar com o programa *benemis_e*, para cada tipo de gás emitido e por “conta” (setor de consumo e alguns centros de transformação), tabelas e gráficos, que apresenta para os diversos combustíveis e “contas”, a energia e as emissões por tipo de gás de interesse no efeito estufa.

Na presente edição, o programa *benemis_e* foi incrementado e passou a fornecer o carbono contido nos energéticos (antes das emissões), os resultados das aproximações “Top-Down” e “Bottom-Up” em carbono emitido e a diferença absoluta e relativa entre os valores para os dois métodos.

No caso da aproximação “Bottom-Up”, parte-se das massas do carbono contido em cada um dos gases envolvidos, obtidos a partir da própria constituição química e das massas atômicas dos gases emitidos. No caso dos NMVOCs, foi feita uma suposição simples sobre a relação massa de carbono / massa total usada (baseada no carbono contido no cetano). Os coeficientes empregados foram os seguintes:

CO₂ (12/44=0,2727), CO (12/28=0,4286), CH₄ (12/16=0,75) e

NMVOC (0,8)

A soma das massas dos compostos de carbono obtida, pela aplicação desses coeficientes pode ser comparada à massa obtida no processo “Top-Down”, que é a massa líquida de carbono (excluída a retida nos usos não energéticos) multiplicada pelo fator de oxidação. Os dois valores deveriam ser iguais.

Pode haver dúvida se os não óxidos (CH₄ e NMVOC) estariam incluídos no fator de oxidação usado na metodologia “Top Down”. As indicações do IPCC (International Panel on Climate Change- Revised 1996 IPCC Guidelines) são de que se trata de carbono não oxidado no momento do uso nem posteriormente na atmosfera. O resíduo que se quer excluir das emissões é o constituído por cinzas (não degradáveis) ou o carbono fixado em algum equipamento ou produto.

Portanto, é com o valor corrigido das retenções que deve ser comparado o valor das emissões, calculado setorialmente a partir das emissões obtidas em equipamentos de uso e transformação. Para fazê-lo,

é necessário estender a técnica “*Top-Down*” a toda a matriz de consumo e nas transformações onde houver emissões computadas nas respectivas unidades.

Extensão da Abordagem “*Top-Down*” aos dados setoriais do BEN.

Na abordagem “*Top-Down*” busca-se detectar as emissões associadas ao consumo aparente de combustíveis primários e secundários em um país. No caso de produtos secundários, a produção interna não é considerada, pois provêm da fonte primária já considerada, Como foi visto, isto corresponde ao valor totalizado na linha do BEN “oferta interna bruta”. Uma avaliação das emissões provenientes das perdas pode ser feita à parte. A expressão inglesa para designar a metodologia corresponde exatamente ao procedimento adotado por quem toma por base uma tabela de balanço energético consolidado na disposição em que essas informações estão contidas. No caso do balanço brasileiro esta abordagem alcança até a oitava das 46 linhas que correspondem às “contas” do balanço energético.

A idéia do balanço de carbono realizado neste trabalho corresponde a:

- Levantar o conteúdo de carbono dos combustíveis que integram o balanço energético
- Testar a coerência do balanço dos centros de transformação onde as emissões não são computadas
- Estender essa abordagem “de cima para baixo” (*Top-Down*) até o final da tabela, abrangendo os setores de transformação e consumo,
- Comparar os resultados obtidos com os valores “reconstituídos” usando coeficientes (emissão / energia contida) extraídos das avaliações do inventário que usou a metodologia “*Bottom-Up*”.

A extensão do processo “de cima para baixo” ao conjunto dos energéticos faz parte, pois, do balanço de carbono. Parte-se do fato de que naquele enfoque está implícito, ao aplicar-se a uma matéria prima um fator de oxidação, que ele possa representar a média de oxidação dos

combustíveis em sua utilização direta, Ou seja, ao supor que 1% do carbono proveniente do petróleo não é oxidado implica que o mesmo acontece para a média dos derivados. Nessa extensão do conceito, supõe-se que todos os derivados (gasolina, óleo combustível, diesel, GLP, etc...) tenham 1% de seu carbono não oxidado. Isto já estava implícito no método original pelo fato de que, ao fazer a subtração das exportações líquidas, adotava-se esta hipótese. Naturalmente isto não reflete exatamente a realidade, já que não há razão para supor que – considerando-se casos extremos – o óleo combustível se oxide da mesma maneira que o GLP, cuja oxidação deve estar muito mais próxima do valor para o gás natural (99,5% de emissão e 0,5% não oxidado). Na realidade, os desvios detectados no balanço efetuado foram de tal ordem que mesmo a comparação com o carbono contido já seria útil para o diagnóstico que se busca fazer.

O fator de oxidação proposto para a matéria prima (energia primária) foi aplicado aqui a todos os derivados (energia secundária) nas etapas de consumo e na transformação, quando são computadas emissões diretas (carvoarias e geração de eletricidade em centrais de uso público e autoprodutoras).

Esta aproximação permite gerar um conjunto de dados em emissões esperadas por setor de consumo e por energético e confrontar estes valores com as emissões esperadas a partir das avaliações setoriais no processo “de baixo para cima”, chamado de “*Bottom-Up*”. Como é de se esperar que os valores baseados nas duas metodologias sejam coerentes, o confronto deles em um balanço de carbono é um bom teste para as estimativas efetuadas. Uma análise dos dados para consumo pode – como já aconteceu no caso das transformações – identificar melhoramentos a serem introduzidos nos levantamentos por uma ou outra metodologia.

Foram geradas neste trabalho planilhas na abertura “49x46”¹⁵ das emissões esperadas pela extensão do conceito “*Top-Down*” utilizando-se a planilha para energia final em “tep novo” (de 10000 Mcal). Essas podem ser comparadas diretamente com os resultados que buscam reproduzir os resultados da metodologia “*Bottom-Up*”.

Os resultados foram obtidos usando-se o programa **benemis-e** adaptado para fornecer os valores do balanço de carbono em sua planilha “Emissões no Ano”. Um programa capaz de gerar gráficos completos ao longo do tempo, a exemplo do que já existe para os gases emitidos e para a energia, pode ser construído a partir da estrutura existente.

¹⁵ Na realidade, como as emissões estão restritas a parte do consumo e das transformações, com emissões diretamente computadas, foram apuradas 31 linhas mas o formato original foi mantido.

O Anexo 5 apresenta, para anos escolhidos, os valores obtidos para as duas abordagens com críticas automáticas (por intermédio de cores) para os resultados do balanço. No que se segue, destacamos alguns resultados.

Reconstituição do Processo *Bottom-Up* por Coeficientes.

A metodologia e os resultados da reconstituição do processo “*Bottom-Up*” (período 1970 a 2002) acham-se expostos no Anexo 4 do relatório enviado ao MCT e serão objeto de publicação nesta Revista. Além disto, o programa *benemis-e* proporciona uma série de saídas que possibilitam gerar tabelas e gráficos para períodos escolhidos e em diversas desagregações. Ele foi elaborado anteriormente à publicação definitiva dos resultados do inventário (novembro de 2004) e ainda não haviam sido comparados com eles.

Esta comparação é necessária, já que a intenção é comparar os resultados obtidos usando-se as duas metodologias. Para a metodologia “*Top-Down*” os cálculos foram inteiramente refeitos neste trabalho e mostraram-se coerentes com os resultados anteriores. Para a reconstituição dos resultados do “*Bottom-Up*” foram usados coeficientes gerados a partir dos estudos que compõem a “Comunicação Nacional Inicial do Brasil à Convenção das Nações Unidas”, ocorrida em Brasília em novembro de 2004.

Os valores por “conta” são comparados na Tabela 1 e revelam uma boa concordância para os setores de consumo. As divergências detectadas na Transformação e no Setor Energético são principalmente devidas à interpretação do item “outras primárias” do BEN que foram aqui consideradas como renováveis, a menos das produzidas em transformações nas plantas de gás natural e refinarias. A comparação sugere a conveniência de uma revisão no critério e uma modificação necessária no programa *benemis-e*. Observe-se que um dos resultados esperados para o presente trabalho é justamente a correção dos coeficientes utilizados e da alocação das emissões no programa.

Tabela 1: Emissões de CO2 por Setor (mil Gg/ano) - Sem CO2 da Biomassa
Comparação entre Resultados do Programa *benemis-e* os do Inventário.

	1990 <i>benemis-e</i>	1990 Inven- tário	Dife- rença %	1994 <i>benemis-e</i>	1994 Inven- tário	Dife- rença %
TRANSFORMAÇÃO CONSUMO FINAL	8,5	9,1	7,1%	10,3	10,8	5,4%
NÃO-ENERG. SETOR	4,8	5,5	14,1%	5,5	6,2	12,0%
ENERGÉTICO	12,4	13,8	11,6%	13,1	14,8	12,5%
RESIDENCIAL	13,7	13,8	0,7%	15,2	15,2	0,0%
COMERCIAL	2,0	2,0	0,0%	1,6	1,6	-0,1%
PÚBLICO	0,5	0,5	0,0%	2,0	2,0	0,0%
AGROPECUÁRIO	10,1	10,0	-1,0%	12,5	12,5	0,0%
TRANSPORTES	81,4	82,0	0,7%	93,3	94,3	1,1%
INDUSTRIAL	60,9	61,6	1,3%	73,6	74,1	0,6%
TOTAL GERAL	194	198	2,1%	227	231	1,9%

Comparação baseada na Tabela 3.1.5 da Declaração Brasileira

A mesma comparação pode ser feita no que concerne às emissões por energéticos. De novo surgem problemas com a interpretação das agregações. Nos combustíveis em que é possível trabalhar nas emissões com a mesma abertura do BEN não existem dificuldades, como se pode observar nas dez primeiras linhas da Tabela 2. É natural, aliás, que exista uma perfeita concordância entre os resultados, considerando que se está fazendo o caminho inverso do empregado na obtenção dos coeficientes. Apenas as correções posteriores nos dados energéticos ou de emissões justificam algumas discrepâncias; o restante deve ser atribuído a erros de programação ou de transcrição dos coeficientes.

É nas agregações de energéticos (Tabela 3) que se verificam as diferenças: para outras secundárias de petróleo (tomadas como correspondendo a coque de petróleo, gás de refinaria e outros secundários de petróleo na lista da Declaração Brasileira) e Outros do carvão mineral (alcatrão e gás de coqueria na referida declaração) são registradas diferenças percentuais importantes. No item “outras fósseis” existe o problema de alocação, no presente trabalho, destas fontes como recuperáveis. Já o inventário registra parte delas como fósseis mas não as

identifica¹⁶. A diferença não é quantitativamente importante, mas deve ser averiguada.

Tabela 2: Comparação das Emissões de CO2 Reconstituídas com o Programa benemis-e as do Inventário (Método “Bottom-Up”) – mil Gg/ano – Anos 1990 e 1994

	1990 Benemis-e	1990 Inven- tário	Dife- rença %	1994 Benemis-e	1994 Inven- tário	Dife- rença %
GASOLINA	21,6	21,6	0,0%	26,8	26,8	0,0%
QUEROSENE	6,2	6,2	0,0%	6,4	6,4	0,0%
ÓLEO DIESEL	66,0	65,7	0,6%	75,1	75,1	0,0%
ÓLEO						
COMBUST.	32,9	32,9	0,0%	36,4	36,4	0,0%
GLP	14,4	14,4	0,0%	16,0	16,0	0,0%
NAFTA	3,0	3,0	1,1%	3,7	3,7	1,0%
CARVÃO						
VAPOR	7,6	7,6	0,0%	7,6	7,7	-0,1%
CARVÃO MET.	0,0	0,0		1,0	1,0	0,2%
COQUE C.						
MIN.	22,9	22,9	0,0%	30,0	30,0	0,0%
GÁS NATURAL	6,4	6,4	0,0%	7,9	7,9	-0,1%
O.SEC. PETR.	7,7	8,6	-10,3%	10,4	11,4	-8,8%
GÁS	0,7	0,6	17,1%	0,3	0,3	1,0%
OUTROS CM	4,5	6,4	-30,0%	5,1	7,1	-28,9%
NÃO E. PET.	0,4	1,1	-66,5%	0,3	1,0	-72,0%
OUTRAS			-			-
FÓSSEIS		0,6	100,0%		0,6	100,0%
TOTAL	194,3	198,0	-1,8%	227,1	231,4	-1,9%

Como o inventário não registra as emissões de CO₂ da biomassa, as emissões de CH₄ obtidas no Programa **benemis-e** foram comparadas com as do inventário. A coincidência é a esperada (muito boa). A exceção (similar aos casos anteriores) está relacionada ao item “outros” onde os critérios de agregação podem ser diferentes.

¹⁶ Alega-se para a escolha do coeficiente genérico usado (igual a do petróleo) na aproximação “Top-Down” a não identificação da natureza dessas fontes.

Tabela 3: Comparação das Emissões de CH4 Reconstituídas com as do Inventário (Método “Bottom-Up”) – Gg/ano – Anos 1990 e 1994

	1990 Benemis-e	1990 Inventário	Diferença %	1994 Benemis-e	1994 Inventário	Diferença %
Lenha	250,7	251	-0,1%	214,5	215	-0,2%
Carvão						
Vegetal	51,4	51	0,8%	44,7	45	-0,7%
Bagaço	14,7	15	-2,0%	19,0	19	0,0%
Outras	0,8	1	1,2%	0,9	1	9,3%
Etanol	1,7	2	0,0%	1,8	2	0,0%
Total						
Biomassa	319,3	320	-0,1%	280,9	282	-0,3%

Conclui-se da comparação que os valores gerados pelo programa podem ser tomados como representativos do enfoque “Bottom-Up” e dos resultados do Inventário.

Conclusões e Próximos Resultados

A metodologia desenvolvida e os resultados alcançados indicam sua confiabilidade quando aplicada para estimar as emissões no período já coberto pelo inventário nacional (1990 a 1994) e sua adequação para extrapolar o resultado para anos posteriores e anteriores. Nos próximos números e&e apresentará a comparação dos resultados, as modificações no tratamento dos dados sugeridas pela análise e comparação dos resultados. Também será apresentada a evolução das emissões, para o período 1970 a 2004, da evolução da emissão dos diversos gases causadores do efeito estufa.

A Revista

Economia e Energia* – *e&e* – *Economy and Energy

e&e é uma revista bimensal e bilíngüe editada desde 1997 na Internet e, a partir do 2003, em formato impresso. Seu objetivo é divulgar trabalhos e promover debates sobre temas relacionados ao seu título. Para sua manutenção, a revista tem contado com o suporte de seus membros e com o apoio institucional de entidades públicas ou privadas. Quando existente, este apoio é indicado por chamadas institucionais na publicação. Seu editor chefe é Carlos Feu Alvim [feu@ecen.com].

A Organização Social

***Economia e Energia* *e&e* –**

Economia e Energia é uma sociedade sem fins lucrativos que foi constituída para dar sustentação à revista do mesmo nome e para promover estudos sobre os temas relacionados à economia e energia. No caso de estudos para entidades governamentais ou privadas ela contrata individualmente consultores ou empresas de consultoria para a realização das tarefas. Também pode atuar em convênio com entidades públicas ou privadas. Seu superintendente é Frida Eidelman [frida@ecen.com].

Rio: Av. Rio Branco, 123 Sala 1308 Centro CEP 20040-005
Rio de Janeiro RJ Tel (21) 2222-4816 Fax 22224817
BH: Rua Jornalista Jair Silva, 180 Bairro Anchieta CEP 30310-290
Belo Horizonte MG Tel./Fax (31) 3284-3416
Internet :http://ecen.com

Editor Gráfico: Marcos Alvim