

Pré-sal estabelece novo cenário na indústria petrolífera brasileira

Os impactos das megadescobertas de óleo e gás natural no pré-sal da Bacia de Santos. Brasil 2000/2030/2050.

Este artigo é uma atualização de trabalhos apresentados nos VCBPE 2006 e XIICBE 2006, congressos nos quais se explorou o tema de alternativas de matrizes para a expansão da oferta de energia elétrica (EE) para o Brasil em 2000-2030-2050. Os resultados apontam para a inviabilidade da Matriz Hídrica devido aos seus enormes "sobrecustos" de US\$ 293 (10 bi US\$/ano), em relação à Matriz Hidrotérmica, no período 2000 a 2030. Em seguida, avaliaram-se os impactos dos enormes volumes das estimativas de potenciais de reservas provadas de óleo e de Gás Natural (GN) de 20 Gboe (bilhões de barris de óleo equivalente) nos Projetos Tupi, Carioca e Parati e 7.0 boe (1.100 Gmc) em Júpiter, suficientes para a sustentabilidade das auto-suficiências para além de 2030, com hipóteses de ROR (Reserva Original Recuperável) de 80 Gboe (GN) e 110 Gboe (óleo). O GN de Júpiter, garante a expansão da oferta de EE de 80% da demanda total de 101 GW, com demanda de 320 mimcd até 2030, sem riscos de sustentabilidade das reservas.

Esses enormes volumes subestimados de potenciais de reservas de óleo e GN já em processo de delimitações (Carioca) garantem a auto-suficiência dessas fontes para as regiões S, SE e CO com *mid-points* em 2050 e portanto com o início do declínio das reservas remanescentes a partir desta data. A área geográfica dessas descobertas de 15.000 km² representa somente 9% da área total do Pré-Sal de 160.000 km², apoiando a expectativa de ROR de 160 Gboe para as bacias do Pré-Sal, de Campos e outras fronteiras exploratórias *offshore* e *onshore* deslocando os *mid-points* do óleo e do GN para o ano 2070.

Os recursos e as reservas petrolíferas no mundo

Os maiores volumes de reservas de 930 Gboe de GN a descobrir contra os 547 Gboe de óleo são explicados pela preferência, até os tempos atuais, de exploração do óleo concentrada na janela do estágio de transformação catagênese. O crescente interesse para a exploração do GN em objetivos geológicos mais profundos e focados na transição dos estágios catagênese/metagênese explica a hipótese para a relação GN/O de 1:1 até o esgotamento das reservas originais recuperáveis (ROR). No caso do Brasil, os dados estimados por Ahlbrandt & Schenk/AAPG/USGS (2004) revelam volumes de recursos e reservas a descobrir compatíveis com uma ROR de GN de 40 Gboe e de 80

Raymundo Ruy Bahia é engenheiro civil pela Universidade Federal do Pará - UFPA, 1955, com pós-graduação em Geologia de Petróleo (Universidade da Bahia-UFBA, 1961). Professor e pesquisador em Geociências na UFPA (1963-1995). Professor e pesquisador em Economia de Recursos Energéticos no mestrado em Economia da Universidade da Amazônia (Unama 2001-2006). Supervisor do Grupo de Estudos e Pesquisas Econômicas Energéticas.



Lucio Eduardo Solano Reis possui graduação em Bacharelado em Ciência da Computação pela Universidade Federal do Pará (1997) e especialização em Análise de Sistemas pela Universidade Federal do Pará (2004). Atualmente é analista de sistemas do Banco do Estado do Pará, web designer do Fundação Instituto para o Desenvolvimento da Amazônia e professor universitário da Faculdade da Amazônia. Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Metodologia e Técnicas da Computação.





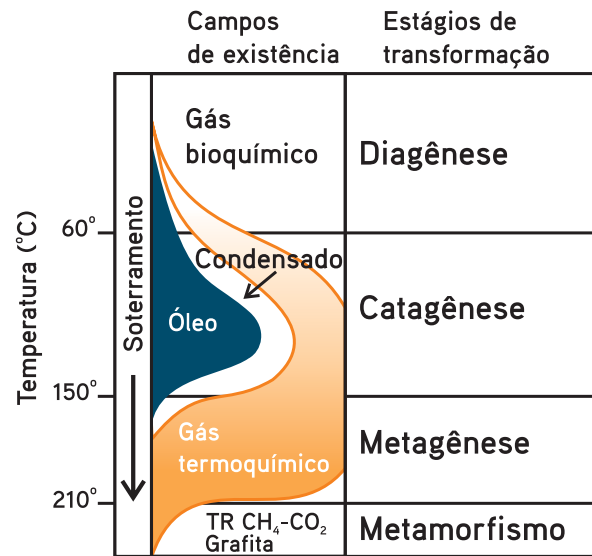
Foto: Banco de Imagens Keystone

Gb de ROR para óleo. Acredita-se que se consideradas as esperadas reservas adicionais a descobrir em outras fronteiras justificam as hipóteses de ROR de 160 Gboe para o óleo e GN adotadas neste trabalho e inseridas na **Tabela 1** (Radovic).

No caso do GN, as expectativas de enormes volumes de reservas provadas justificam a hipótese adotada de ROR de 80 Gboe. Recentes descobertas de enormes volumes de reservas provadas (20 Gboe) nos Projetos Tupi, Carioca e Parati demonstram a coerência e consistência das hipóteses de ROR de 100 a 110 Gboe. Admite-se que o século XXI será o século do GN, tanto para o mundo como também para o Brasil, principalmente após os resultados em Júpiter, e considerando as elevadas disponibilidades de reservas de GN no restante da América do Sul (**Tabela 1**).

Os maiores volumes de reservas de GN (930) a descobrir contra os 547 Gboe de óleo são explicados pela preferência até os tempos atuais, de exploração do óleo concentrada na janela do estágio de transformação catagênese (**Figura 1**). O crescente interesse para a exploração do GN em objetivos geológicos mais profundos e focados na transição dos estágios catagênese/metagênese explica a hipótese para a relação GN/O de 1:1 até o esgotamento das reservas originais recuperáveis (ROR). No caso do Brasil, os dados estimados por

Figura 1: Origem do óleo e do GN



Fonte: Tissot & Welte (1980)

Tabela 1: Reservas petrolíferas mundiais

Óleo-Gb	Produção Acumulada	Reserva Provada	Reserva a descobrir	Reserva ROR*
Am. Norte	183	83	121	387
EUA	153	49	49	251
O. Médio	160	585	122	867
Ex-URSS	104	80	101	285
Brasil	56	40	64	160 ^a
Mundo	610	922	547	2079 ^b

a – Ajustado para a estimativa do USGS/AAPG 2004

b – Segundo Edwards (1997), a ROR está entre 1600 e 3200 Gb

* Reservas Originais Recuperáveis

GN-Tmc/Gboe	Produção Acumulada	Reserva Provada	Reserva a descobrir	Reserva ROR
Am. Norte	23,4 147	12,5 78	26,2 165	62,1 390
EUA	20,7 130	7,4 48	11,3 71	39,7 249
O. Médio	1,5 10	35,3 222	21,9 200	58,7 432
Rússia	9,1 57	41,1 258	44,8 281	95,0 596
Brasil	0,8	0,4 2,2	12,2 77	12,8 160
Mundo	43,1 271	114,5 720	147,6 930	305,2 1921
OGN-Gboe	880	1644	1477	4000

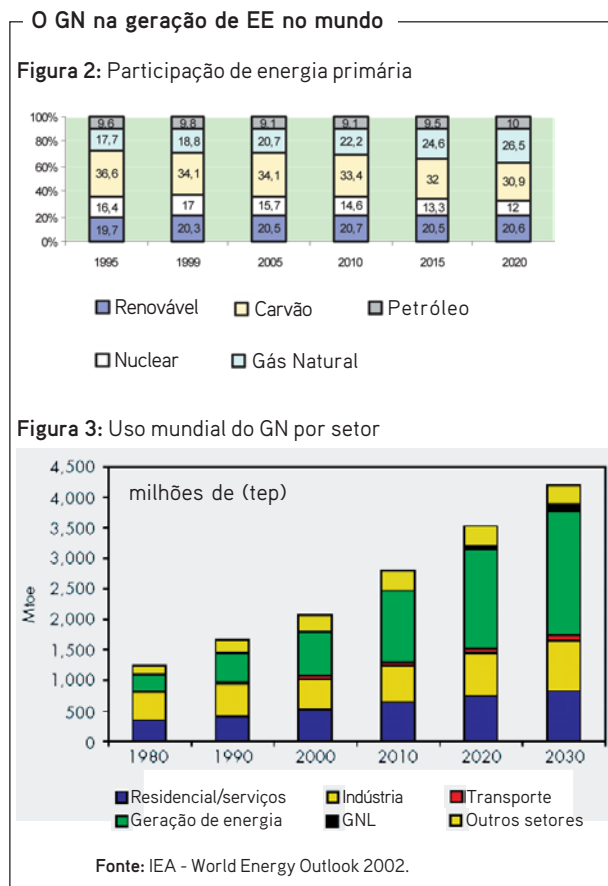
Fonte: Modificada de Radovic (1997)

Ahlbrandt & Schenk/AAPG/USGS (2004) revelam volumes de recursos e reservas a descobrir compatíveis com uma ROR de GN de 40 Gboe e de 80 Gb de ROR para óleo.

No caso do GN, as expectativas de enormes volumes de reservas provadas justificam a hipótese adotada de ROR de 80 Gboe. Recentes descobertas de

enormes volumes de reservas provadas (20 Gboe) nos projetos Tupi, Carioca e Parati demonstram a coerência e consistência das hipóteses de ROR de 100 a 110 Gboe. Acredita-se que se consideradas as esperadas reservas adicionais de GN a descobrir inclusive em outras fronteiras, a ROR do GN poderá chegar a 160 Gboe em relação 1:1 com a ROR do óleo. Admite-se que o século XXI será o do GN tanto para o mundo como também para o Brasil, sobretudo após os resultados em Júpiter, e considerando as elevadas disponibilidades de reservas de GN no resto da América do Sul (**Tabela 1**).

O gás natural (GN) na geração de energia elétrica (EE)



As participações das fontes carvão mineral e nuclear são decrescentes na matriz mundial primária. No caso particular da energia nuclear, entretanto, as mais recentes pesquisas projetam participações bem mais elevadas a partir de 2020/30, contando com os sucessos a serem alcançados pela fusão nuclear do H (protótipo a ser construído na França).

Considerando-se a participação do GN por setor (**Figura 3**), verifica-se que a predominância do GN

será de 50% na geração de EE em 2030, se comparado aos outros setores (**Figura 4.2**, IEA, WEO, 2002).

Os altos custos financeiros, econômicos e ecológicos da fonte hidráulica continuarão a limitar a expansão do uso dessa fonte renovável apesar do enorme potencial desse recurso hidrelétrico ainda disponível (70%), porém com viabilidade duvidosa como reserva hidrelétrica. A participação do GNL terá participação crescente na demanda setorial por GN, tendendo a ganhar maior importância já a partir de 2010, viabilizada pelos altos preços do petróleo e em consequência do GNL (Gás Natural Líquido).

Recentes projeções do IEA mostram a participação do GNL em apenas 6,5% em 2000 e que no mercado global o GN superará os 20% em 2020. A Petrobras já definiu sua estratégia para entrar no mercado do GNL para suprimento de pontos do litoral brasileiro (inicialmente no Rio de Janeiro, Pernambuco e Ceará).

As participações das fontes de carvão mineral e nuclear são decrescentes na matriz mundial primária. No caso particular da energia nuclear, entretanto, as mais recentes pesquisas projetam participações bem mais elevadas a partir de 2020/30, contando com os sucessos a serem alcançados pela fusão nuclear do H (protótipo a ser construído na França).

Considerando-se a participação do GN por setor (**Figura 3**), verifica-se que a predominância do GN será de 50% na geração de EE em 2030, se comparada aos outros setores (IEA e WEO, 2002).

Os altos custos financeiros, econômicos e ecológicos da fonte hidráulica continuarão a limitar a expansão do uso dessa fonte renovável apesar do enorme potencial desse recurso hidrelétrico ainda disponível (70%), porém com viabilidade duvidosa como reserva hidrelétrica. A participação do GNL terá participação crescente na demanda setorial por GN, tendendo a ganhar maior importância já a partir de 2010 (IEA-WEO, 2002) viabilizado pelos altos preços do petróleo e em consequência do GNL.

O gás natural na geração de EE no Brasil (2000-2030-2050)

As alternativas de geração de EE com Matrizes Hídrica, Hidrotérmica e Termo-hídrica estão resumidas nas **Tabelas 3, 4 e 5**.

Geração Hídrica – GHE (Brasil 2000-2030) – Na matriz hídrica – cenário A (**Tabela 2**) –, a projeção da demanda elétrica total de 1.380 TWh em 2030 está condicionada ao crescimento médio do PIB de 3,7% a.a. e à demanda elétrica de 5,2% a.a., e par-

Tabela 2: Matriz hídrica de geração de EE – Brasil: 2000-2030

ANO	UNID	2000	2010	2020	2030	EXP	%30-00
Demanda							
Total (DT)	TWh	302	472	806	1380	1078	5,2
Geração							
Hídrica (GHE)	TWh	241	398	699	1150	540	5,4
GHE/DT (%)	%	80	84	87	83		
Potência							
Inst.Hídrica (PIHE)	GW	60	81	145	240	180	4,7
Potência Inst. Térmica (PITE)	GW	12	14	16	32	20	3,3
Potência Inst. Total(PIT)	GW	72	95	160	272	200	5,2
PIHE/PIT (%)	%	83	85	91	88		

tipificações da geração hidrelétrica mantidas em níveis de 80% a 87% em relação à demanda total (DT) e da potência instalada hídrica (PIHE) em 83% a 91% da potência instalada total (PIT).

A potência total instalada PIHE será de 240 GW em 2030, com expansão da oferta de geração de 180 GW em relação a 2000. A expansão da potência instalada térmica (PITE) será de 20 GW. Esta opção de matriz hídrica está com viabilidade descartada, devido à ultrapassagem dos limites do custo de geração de 45 US\$/MWh, definido pelo Ministério de Minas e Energia (MME/1995), e do custo de instalação de 1500 US\$/kW, definido por Sauer (2002). Nesses patamares de custos, o potencial hidrelétrico nacional economicamente explorável varia de 110 a 120 GW (reserva hidrelétrica).

Geração Hidrotérmica – GHTE (Brasil 2000-2030-2050) – A matriz de geração hidrotérmica (Tabela 3) mantém a mesma oferta total de 1.380 TWh, porém com PIHE de 112 GW e expansão de 52 GW para a geração HE e com PITE de 113 GW e expansão de 101 GW para a geração termelétrica TE.

Matriz de Geração Termo-hídrica – GTEH (Brasil 2000-2030-2050) – A Tabela 4 mostra as potências instaladas necessárias para a expansão da oferta de EE para o período 2000, 2030-2050, com a participação de geração de hidreletricidade reduzida de 80% em 2000 para 39% em 2030 e para 16% em 2050 (padrão internacional).

A simulação de uma matriz, com participação de 28% de geração HE sobre a DT em 2050 e com a mesma capacidade de geração total de 2.645 TWh,

Tabela 3: Matriz hidrotérmica de geração de EE – 2000-2030

ANO	Unid	2000	2010	2020	2030	Exp	%30-00
Demanda							
Total (DT)	TWh	302	472	806	1380		5,2
Geração							
Hídrica (GHE)	TWh	241	327	501	540		2,7
GHE/DT (%)	%	80	69	62	39		
Potência							
Inst.Hídrica (PIHE)	GW	60	72	104	112	52	2,1
Potência Inst. Térmica (PITE)	GW	12	23	41	113	101	7,7
Potência Inst. Total (PIT)	GW	72	95	145	225	153	2,5
PIHE/PIT (%)	%	83	76	72	50		

Tabela 4: Matriz termo-hídrica de geração de EE – 2030-2050

ANO	Unid	2000	2030	2040	2050	Exp 30-50	Altern HE	Altern 30-50%aa
Demanda								
Total (DT)	TWh	302	1380	2357	4025	2645	2645	5,5
Geração								
Hídrica (GHE)	TWh	241	540	558	636	96	731	0,9/1,5
Geração Térmica (GTE)	TWh	61	840	1799	3389	2549	1914	5,7/4,2
GHE/DT (%)	%	80	39	24	16		28	
Potência								
Inst.Hídrica (PIHE)	GW	60	112	122	132	20	150	0,9/4,3
Potência Inst. Térmica (PITE)	GW	12	113	238	484	371a	257	6,1/4,2
Potência Inst. Total (PIT)	GW	72	225	360	616	391	407	2,8/3,0
PIHE/PIT (%)	%	83	50	34	21		37	

a – 371 GW=114GWGNCC+257GWTE nuclear, solar, eólica, H, biomassa e complemento de GN, etc.
 b – 358 biUS\$=114GW x 660US\$/kW (75biUS\$) + 257GW x 1100US\$/kW (283 biUS\$) = 75 +283 = 358 biUS\$
 c – 688 " = [150 " (83 GWf) x 2666 US\$/kW]=288 biUS\$ + [257GW(218 GWf)] x 1100US\$/kW] = 400 biUS\$

considera a inviabilidade de 150 GW de expansão da PIHE sobre os 112 GW existentes em 2030.

Os elevados custos de instalação de Balbina (3.600 US\$/kW) (GOMIDE, 1992), de Tucuruí (2.700 US\$/kW) e de Itaipu (2.200 US\$/kW) (GEPEA-POLI/USP, 1993), demonstram as inviabilidades financeira e econômica desses projetos que foram realizados como reservas hidrelétricas, embora sendo simples recur-

Tabela 5: Resumo dos investimentos 2000-2030-2050 com alternativas HE e HTE (2030) e TEH e HE (2030-2050)

Hidreletricidade – He	Matriz							
	Hídrica 00-30		Hidrotérmica 00-30		Termo-hídrica 30-50		Termo-hídrica 30-50 Altern. HE	
	Exp. GW bilhões/US\$							
Invest. Instalação 1500 US\$/kW	180	270	52	78	20	40	150	300d
Invest. Transmissão HE 500 US\$/kW	90		26		10		100d	
Geração e Transmissão 2000 US\$/kW	360		104		50		400	
Invest. Total-HE/ano média US\$ bi	12		3,5		2,5		20	
Parcerias-EB+TN+PR US\$ bi/ano1	2,0 + 2,0 + 2,0		0,6 + 0,6 + 0,6		0,4 + 0,4 + 0,4		3,3 + 3,3 + 3,3	

Termeletricidade – Te	Matriz							
	Hídrica 00-30		Hidrotérmica 00-30		Termo-hídrica 30-50		Termo-hídrica 30-50 Altern. HE	
	Exp. GW bilhões/US\$							
Invest. Instalação 600US\$/kW	20	12	101	60	371a	358b	257	288 154
Transporte – city gates 60US\$/kW	3		16				14,4	
Geração + transporte 660US\$/kW	15		76		18		8,5	
Invest. total TE/ano 1 US\$ bi	0,5		2,5		9,0		14,4	
Parcerias = BR/EB + PR – ano 1	0,08+0,08+0,08		0,4 + 0,4 + 0,4		3,0 + 3,0 + 3,0		1,4 + 1,4 + 1,4	
Invest. total = HE + TE US\$ bi	200	375	153	180	391	408	407	688c
Invest. total / ano US\$ bi	125		6,0		20,4		34	
Parcerias EB + TN + PR US\$ bi/ano 1	2,1 + 2,1 + 2,1		1,0 + 1,0 + 1,0		3,4 + 3,4 + 3,4		5,7 + 5,7 + 5,7	
Parcerias EB + TN + bi US\$/ano 7/40	3,1 + 3,1 + 3,1		1,5 + 1,5 + 1,5		5,1 + 5,1 + 5,1		7,4 + 7,4 + 7,4	
Parcerias EB + TN + PR US\$ bi/ano15	4,1 + 4,1 + 4,1		2,0 + 2,0 + 2,0		6,8 + 6,8 + 6,8		9,0 + 9,0 + 9,0	

a – 371 GW= 114 GWGCC+257GWTE nuclear, solar, eólica, H, biomassa e complemento a GN.

b - 358 biUS\$ = 114GW x 660US\$/kW (75biUS\$) + 257GW x 1100US\$/kW (283 biUS\$) = 75 + 283 = 358 biUS\$.

c – 688 biUS\$ = [150 GW (143 GWf)x2666 US\$/kW]=400 biUS\$+[257GW (160 GWf) x 1100 US\$/kW] = 288 biUS\$

d – custos de geração de 2000 US\$/kW e de transmissão de 667 US\$/kW para UHE situadas em longas distâncias das demandas elétricas.

dos hidrelétricos. As projeções de 1.380 TWh, em 2030, garantem um per capita de cerca 6.000 kWh para uma população de 240 milhões de habitantes, e de 14.000 kWh, em 2050, com demanda de 4.025 TWh e população de 280 milhões de habitantes (**Tabela 4**) – o per capita atual dos EUA é de 13.000 kWh e de 14.000 kWh, em 2050, com demanda de 4.025 TWh e população de 280 milhões de habitantes.

Investimentos na instalação/transmissão das alternativas HE e HTE (2000-2030) e TEH com alternativa HE de 2030 a 2050 – Os investimentos totais na geração estão resumidos na **Tabela 5**, considerando como investimentos adicionais em transmissão/transporte aqueles investimentos totais mostrados nas **Tabelas 2, 3 e 4** nas matrizes dos períodos 2000 a 2030 e 2030 a 2050.

Os investimentos na matriz hídrica totalizam 375 biUS\$ para uma expansão de 200 GW, com média

de 12,5 biUS\$/ano, 2,1 biUS\$ no ano 1 e 4,1 biUS\$ no ano 2015 para cada participante da parceria PPP (Setor estatal EB, Tesouro Nacional/BNDES e investidor privado), investimento que não tem sido realizado. Suspeita-se que essa matriz não terá sustentabilidade financeira já a partir de 2011, devendo o planejamento estatal considerar a aceleração da participação da termoeletricidade de menores custos financeiros, econômicos e ambientais.

Os investimentos totais na matriz hídrica totalizam 375 biUS\$ para uma expansão de 200 GW, com média de 12,5 biUS\$/ano, 2,1 biUS\$ no ano 1 e 4,1 biUS\$ no ano 15 para cada participante da parceria PPP, investimento que não tem sido realizado.

As projeções de investimentos para cada parceiro são de 4,1 biUS\$ no ano 15. Suspeita-se que essa matriz não terá sustentabilidade financeira já a partir de 2011, devendo o planejamento estatal considerar a aceleração da participação da termoeletricidade de menores custos financeiros, econômicos e ambientais.



Foto Itaipu Binacional: Nilton Rolin

Tabela 6: As reservas e recursos de GN na América do Sul e América Central

Países	Recursos a descobrir		Reserva provada	Produção	R/P
	Gmc	Gboe	Gboe	Mmcd	
Brasil	5493 *(1110)	34,65	2,08	30,4	29,5
Venezuela	2860	17,00	26,54	77,0	150
Argentina	1019	6,10	3,85	123,0	13,5
Bolívia	708	4,45	5,60 (890 Gmc)	23,3/60,0	104/52
Peru	209	1,23	1,57	-	-
Suriname	1020	6,06	-	-	-
Trinidad/Tobago	906	5,70	3,36	76,0	9,2
Totais		75,0	43,00		55,0

Fontes: USGS (2004), Amoco (2004).

*1.110 Gmc = 7,0 Gboe esperado volume descoberto em Júpiter.

Os investimentos na matriz hídrica totalizam 375 biUS\$ para uma expansão de 200 GW, com média de 12,5 biUS\$/ano, 2,1 biUS\$ no ano 1 e 4,1 biUS\$ no ano 15 para cada participante da parceria PPP, investimento que não tem sido realizado, devido a insuficiente capacidade financeira do fluxo de caixa da ELB, que nos últimos anos tem apresentado lucros líquidos abaixo de 1,0 biUS\$, sendo de 0,9 biUS\$ em 2007 e 0,6 biUS\$, em 2006 (*Brasil Energia* abril 2008, p.75).

Essa maior oferta de termelétricidade será garantida com GN, escoado do pré-sal, Bacia de Santos, até 2030, e de outras áreas nessa bacia, e de outras fronteiras como a plataforma equatorial e bacias interiores Solimões, Amazonas, Parnaíba e São Francisco. Essas mega hidrelétricas, além de desnecessárias, são consideradas "armadilhas financeiras", como demonstrado por Pinto Júnior (1993) e, posteriormente confirmado por Scalco (1997), no caso da hidrelétrica de Itaipu. Essa matriz está em operação e sem sinalização de evoluções para a matriz hidrotérmica, que requer menos investimento, e com mais viabilidades financeira, econômica e ambiental.

O investimento total na matriz hidrotérmica de 180 biUS\$ representa apenas 48% daquele investimento (de 375 biUS\$) da matriz hídrica, com a vantagem de exigir somente 1,0 biUS\$ por parceiro no ano 1, e 2,0 bi US\$ no ano 15.

Para o período 2030-2050, a matriz termo-hídrica terá uma participação na expansão de 371 GW, que correspondem a 95% da potência total de expansão de 391 GW (**Tabela 5**). O requisito de investimento nessa matriz, em 2050, para o ano 1 será de módicos 3,4 biUS\$, comparados aos 5,7 biUS\$ do ano para uma matriz hídrica equivalente.

A soma dos 'sobrecustos' dos investimentos, mantida a matriz hídrica, equivale a 476 biUS\$ para os períodos 2000-2030 e 2030-2050, ou média de 9,52 biUS\$/ano de 2000 a 2050.

Verifica-se que a alternativa hídrica equivalente de expansão da oferta de EE é uma ficção e insanidade financeira, além de servir como reflexão para aqueles que acreditam e defendem a total instalação do recurso hidrelétrico de 260 GW, sem considerar que somente 132 GW desse total constitui reserva hidrelétrica viável, financeira, econômica e viáveis (BAHIA, 2006/VCBPE).

Potenciais de recursos e reservas de GN nas Américas Central e do Sul

Na **Tabela 6**, verifica-se que a América do Sul e América Central têm enormes reservas provadas de 43,0 Gboe de GN, com R/P de 55 anos, predominando no total a Venezuela com 26,54 Gboe e R/P de 150 anos. A solução para o escoamento (exportação para o Brasil) dessa reserva provada deverá ser alternativamente via GNL ou via trecho Norte do gasoduto bolivariano e para o Norte/Nordeste do Brasil.

Observa-se que o potencial de recursos de GN a descobrir, de 34,65 Gboe (5493 Gmc), no Brasil, é uma estimativa subestimada, pois não considera o potencial de recursos das bacias sedimentares interiores e da plataforma (*offshore*) marítima equatorial. A estimativa de 1.100 Gmc (7,0 Bboe) para o caso Júpiter é bastante subestimada em relação aos recursos a descobrir.

A estimativa de potencial das reservas provadas de GN da Bolívia de 5,60 Gboe (890 Gmc), com R/P de 104 anos, ou 52 anos para uma exportação de 60 milhões de m² (mimcd), é bastante conservadora. A estimativa de potencial de 4,45 Gboe de recursos de GN a descobrir naquele país está também subestimada e poderá ser limitada a este número, desde que problemas políticos inibam os investimentos exploratórios adicionais no país.

Tabela 7: Os recursos mundiais de óleo no mundo (1995-2025) e Brasil (2000-2050)

	Produção acumulada	Reservas provadas	Crescimento de reservas	Reservas a descobrir	Total	ROR Gboe
Mundo	700	1278	730	939	2947	3647
A. do Sul/Central	-	101	91	125	318	-
Brasil 2000 H80 Gb	6	9	7	47	63	69
Brasil 2010 H80 Gb	12	16	12	40	68	80
Brasil 2010 H100 Tupi/Carioca	+/export. 15	+/export. 26	+/export. 13	46	85	100
Brasil 2020 H110 Tupi/Carioca/Parati	20	30	14	46	90	110
	+/export. 25	27	12	46	85	110
Brasil 2050 H160 Total Pré-sal+outras offshore/onshore	56	40	18	44	104	160
	+/export. 70	30	14	46	90	160

Fontes: Rousseff .2007, HRT/Marcio Melo.2007, DOE-EIA/IEO 2005 p.30, Table 4 e USGS/AAPG, AHLBRANDT. 2004, estimativas dos autores em itálico; os valores de R/P são de 16, em 2010 H80, 23 em 2020 H110 e 16 em 2050 H160.

Os impactos das mega reservas

Produções acumuladas, reservas remanescentes e reservas (ROR) – O crescimento de reservas (*reserve growth*) é considerado como natural decorrência dos desenvolvimentos das jazidas originalmente com probabilidade 0,5, que são acrescidas para as reservas provadas com probabilidade de 0,9. No caso do mundo, o crescimento adotado é de 57% e, no caso das Américas do Sul e Central é de 90%, atribuída à elevada imaturidade exploratória. Para o caso Brasil e H100 e H110 adota-se um crescimento de cerca de 50%. A hipótese de ROR H160 adotada para o Brasil 2050 está coerente com o fato de que a área geográfica da ocorrência das descobertas Tupi, Guará, Parati e Júpiter (15.000 km²) representa somente 9% da área total da bacia do Pré-sal de 160.000 km² (200 km x 800 km).

Nota-se na **Tabela 7**, que o ROR do mundo de 3647 Gboe é uma estimativa do DOE-EIA/USGS bem mais elevada que o patamar adotado por Radovic (**Tabela 1**) de 1.800 Gboe, do que considerou um início de declínio de reservas remanescentes (*mid-point*) em relação às produções/demanda acumuladas, já a partir do ano 2001 o que não ocorreu. Para o mundo com ROR, de 3.647 Gboe, o *mid-point* deverá ocorrer entre 2060 e 2070.

A unidade boe (barril de óleo equivalente) aplica-se no caso de reserva de óleo de baixa razão GN/Óleo e entre 100 e 150. No caso das reservas de GN, o boe tem ao contrário alta razão GN/Óleo. ROR são as reservas originais recuperáveis no momento do início da exploração/produção das jazidas, que só são de fato conhecidas ao final da exploração da jazida. Os valores previstos na exportação do óleo é de cerca de 25% de acréscimo em relação à produção acumulada considerado um

valor abaixo porém próximo das participações dos parceiros nos blocos nos quais a Petrobras é operadora. No caso do Brasil 2050, os 56 Gboe corresponde à produção acumulada de óleo adotada nas projeções de demanda até 2050. Observa-se que os valores de R/P entre 16 e 23 são bastante confortáveis entre 2010 H80GB e 2050 H160 Gb. A R/P 16 anos é coerente e consistente com a hipótese H160 Gb que projeta o *mid-point* para 2070.

Produção, exportação de óleo e importação de GN (Brasil 2010-2050) – A inserção do GN na matriz energética nacional contribuirá de modo decisivo para a estratégica redução da dependência ao óleo, com perspectivas de escassez e de preços mais elevados a partir do esperado pico de produção mundial do óleo que poderá ocorrer entre 2020 e 2030.

A demanda total de óleo e de GN crescerá de 2,0 para 11,1 Mbdoe entre 2000 e 2050, com taxa de 3,5% aa, sendo 5,4 Mbd de óleo e 5,7 Mboed de GN (**Tabela 8**). A demanda do óleo crescerá a taxa de 2,2 % aa, passando de 1,8 Mbd em 2000 para 5,4 Mbd (2050). A demanda de GN crescerá de 36 Mmcd (0,226 Mbdoe) em 2000 para 910 Mmcd (5,7 Mbdoe) em 2050 (6,7% aa).

As estimativas de preços de GN em USD/boe-USD/MBTU referem-se a um mix entre tarifas na fronteira Brasil-Bolívia e nos terminais de recepção/vaporização no litoral nacional, alinhadas internacionalmente.

Por razões estratégicas de integração energética e comercial com o Mercosul, e por exigência contratual de remuneração dos parceiros, o país poderá estar exportando de 0,55, Mbd em 2010, 0,7 Mbd em 2020, 0,875 Mbd, em 2030, 1,1 Mbd, em 2040 e 1,35 Mbd de óleo em 2050. Essas exportações não têm peso significativo em relação aos ROR e não constituem risco de quebra de auto-suficiência. Por razões de estratégias comerciais e amortização do investimento no Gasbol, o país importará, sobretudo da Bolívia e da Venezuela, cerca de 60, 90, 120, e 150 Mboedia, sucessivamente, entre 2020 e 2050.

As estimativas de preços de GN em USD/boe-USD/MBTU, referem-se a um mix entre os custos de produção doméstica e do importado.

O balanço exportação de óleo e importação de GN é positivo, variando de 13,2 biUS\$, em 2010,

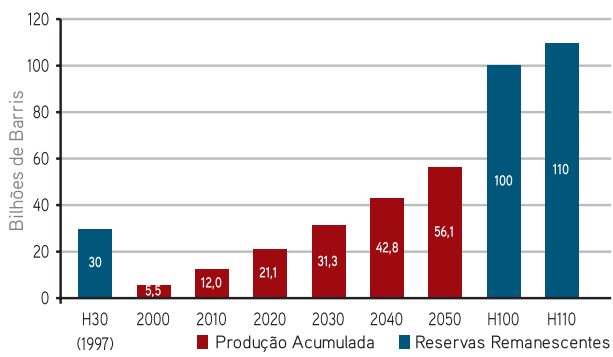
Tabela 8: Produção, demanda e exportação de óleo e importação de GN (2000-2050)

	UNID	2000	2010	2020	2030	2040	2050	% ano
Óleo + GN – demanda total	Mboed	1,8	2,7	3,0	6,9	8,8	11,1	3,7
Óleo – demanda total	Mbd	1,6	2,2	2,8	3,5	4,4	5,4	2,2
GN – demanda total	Mmcd	36	80	180	540*	700	910	6,7
- em boe	Mboed	0,2	0,5	1,1	3,4	4,4	5,7	
GN – importação	Mmcd	6	30	60	90	120	150	
- em boe	Kboed	38	189	377	566	755	944	
Óleo – exportação	Mbd	550	-	700	875	1100	1350	
Balança comercial import=export	US\$ bi	55	150	233	362	562	872	45
Óleo	US\$/b	-	80	86	96	105	115	1,57
Óleo export/bal. comercial	US\$ bi/	-	+16/10,7	+22/9,4	+31/8,5	+42/7,5	+57/6,5	
US\$/boe – (US\$MBTU)	US\$	-	41-(7,0)	35-(6,0)	41-(7,0)	46-(8,0)	52-(9,0)	
GN – import. total/% bal. com.	US\$ bi	-	-2,8/1,8	-4,8/2,1	-8,5/2,3	-12,6/2,2	-17,9/2,1	
Balanco da exportação/importação	US\$ bi/%	-	+13,2/8,8	+17,2/7,4	+22,5/6,2	+29,4/5,2	+39,1/4,5	

Fontes: As estimativas dos preços de barril de óleo estão baseadas em DOE-EIA,AEO-2006,p.92, Figure 85. com taxas de crescimento de 1990-2030, no mundo e extrapoladas para 2030-2050 para o Brasil.

* 320 Mmcd para cerca de 80 MW instalados para a geração termelétrica à GNCC em 2030.

Figura 4: Perfil da produção acumulada e reservas remanescentes de óleo



H30 (1997)	2000	2010	2020	2030	2040	2050	H100	H110
	5,5	12,0	21,1	31,3	42,8	56,1		
	104	98	89	79	67	54	100	110

- Bilhões de Barris
- Produção Acumulada
- Reserva Remanescente

para 39,1 biUS\$, em 2050, com inexpressivas participações de 8,8%, 2010, a 4,5%, em 2050, na balança comercial nacional.

Evolução da produção acumulada – reservas provadas, a descobrir e ROR de óleo 2000-2050
Perfis de produção acumulada e de reservas remanescentes de óleo – A Figura 4 mostra que para o caso da hipótese mais provável de H110 Gboe a reserva remanescente de óleo cairá de 104 Gboe, em 2000, para 54 Gboe em 2050 quando ocorrerá o *mid-point* (2049) para essa hipótese de ROR (Fi-



gura 4). A Figura 6 mostra a migração dos *mid-points* do ano 2038 com ROR de 80 Gboe, para o ano 2046 com ROR 100 Gboe e para o ano 2049 para H110. A Figura 4 mostra que a reserva remanescente de óleo em 2050 será somente de 44 Gboe para a hipótese H100 Gboe de ROR e de 54 Gboe para a hipótese H110 Gboe. Para essas hipóteses, os *mid-points* ocorrem respectivamente em 2046 e 2049 (Figura 4). Para H160 (tabela 7.1) e a horizontal 80 Gboe extrapolada interceptará a curva da demanda acumulada (*mid-point*) em 2070.

A Figura 4 mostra que para o caso da hipótese de H110 Gboe a reserva remanescente de óleo cairá de 104 Gboe, em 2000, para 54 Gboe em 2050, quando ocorrerá o *mid-point* (2049) para essa hipótese de ROR (Figura 5). Para a provável ROR de 160 Gboe, a projeção do *mid-point* para 80 Gboe desloca-se para além de 2050, e em 2070.

Figura 5: Curvas de produção acumulada e de reservas remanescentes de óleo

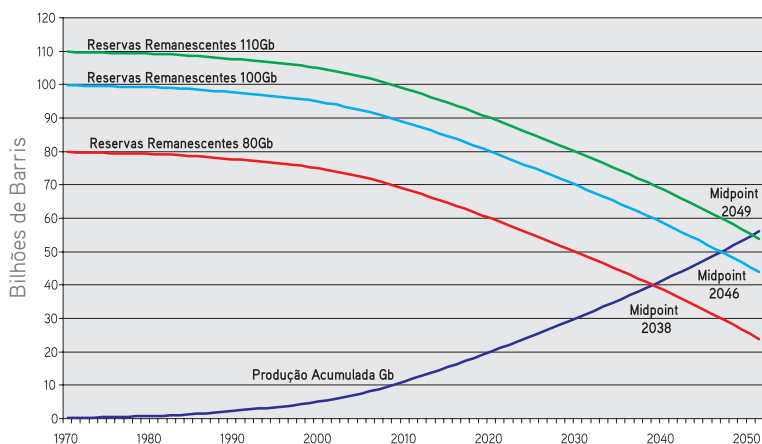
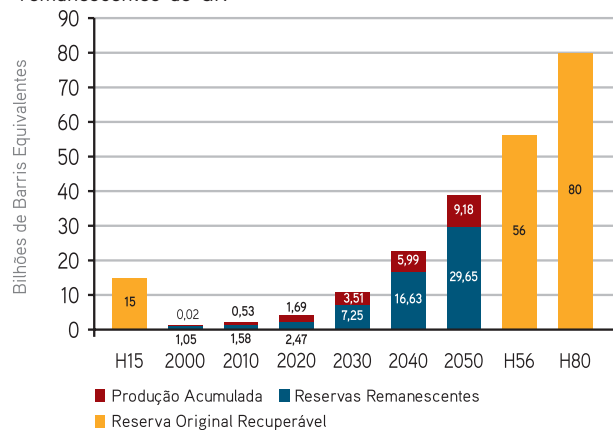


Figura 6: Perfil de produções acumuladas e reservas remanescentes de GN



	2000	2010	2020	2030	2040	2050	H56	H80
Reserva Remanescente	79	78	77	73	63	50		
Produção Acumulada	1,1	1,58	2,47	7,25	16,63	29,65		
Importação Acumulada	0,02	0,53	1,69	3,51	5,99	9,18		
Reserva Original Recuperável	15						56	80

■ Bilhões de Barris ■ Reserva Remanescente
■ Produção Acumulada ■ Importação Acumulada
■ Reserva Original Recuperável

A **Figura 6** mostra que a reserva remanescente para o caso da hipótese de H80 Gboe, a reserva remanescente de GN cai de 79Gboe, em 2000, para 50 Gboe, em 2050.

Observa-se que para o caso da hipótese H80 Gboe de GN, o *mid-point* migrará para o ano 2050.

Conclui-se, finalmente, que para os casos mais prováveis de hipóteses de ROR tanto para óleo como para o GN de H160 ROR, ocorrerão excepcionais e confortáveis ocorrências de *mid-points* para

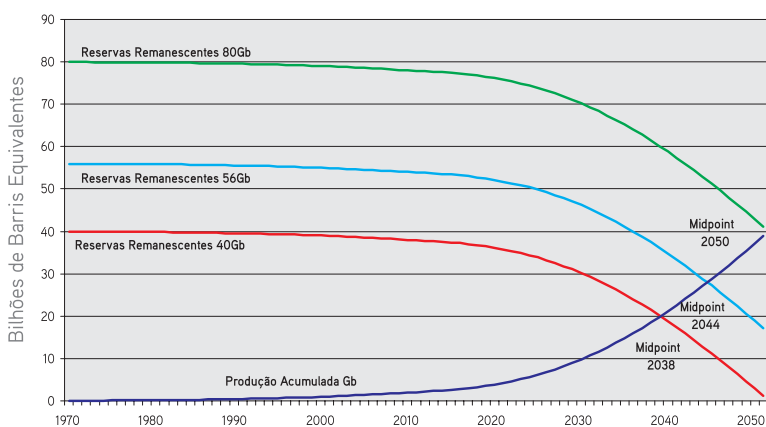
o óleo e GN somente em 2070, quando ocorrerão os inícios dos declínios das reservas remanescentes desses energéticos.

Conclusões e recomendações

As análises, constatações e diagnósticos reveladas na elaboração deste trabalho permitem concluir e recomendar:

1. São bastante claras e bem documentadas as razões que determinam as inviabilidades financeiras da continuidade da utilização da matriz hídrica para a expansão da oferta de energia elétrica (EE).
2. A avaliação dos custos de investimentos comparativos entre as matrizes de geração de EE revelou a possibilidade de redução de sobrecustos de 493 biUS\$ entre 2010 e 2050, com a opção para a preferência na Matrizes Hidrotérmica e Termo-hídrica sobre a matriz Hídrica. Esse sobrecusto de investimento 'evitado' seria suficiente para financiar, nos próximos 40 anos, a elevação da escolaridade da força de trabalho (população economicamente ativa) para níveis equivalentes aos dos países desenvolvidos, sem o que o Brasil continuará a ser o "país do futuro", garantindo a sustentabilidade do crescimento econômico desejado de 4,5% aa.
3. As estimativas dos recursos e reservas de óleo e GN para as Américas do Sul e Central, incluindo o Brasil, mostram que essa região tem expressivas reservas provadas de óleo com R/P de 49 anos e de 43 Gboe para o GN, com R/P de 55 anos, e mais 75 Gboe de GN a descobrir. A região desfruta de confortável independência a esses energéticos em relação ao Oriente Médio e à Rússia. As subestimadas de reservas em Júpiter de GN de 7 Gboe (1.100 Gmc) é somente uma parcela de 20% dos recursos de GN a descobrir no Pré-sal e outras fronteiras (Tabela 6.1; AHLBRANDT, 2004).
4. Recomenda-se que o planejamento energético estatal passe a considerar os médios e longos prazos, em complementação aos seus planejamentos decenais de curto prazo, e sempre indispensavelmente articulando as áreas elétrica, petróleo e GN. As projeções de matrizes energéticas devem ser reflexos e induzidas pelo planejamento energético articulado de médio e longo prazo.
5. Recomenda-se o incentivo de maior integração dos planejamentos dos setores elétrico e petróleo/GN, evitando casos como o sobrecusto de investimentos na área da transmissão elétrica de

Figura 7: Curvas de produção acumulada e de reservas remanescentes de GN



longa distância e interligando o Norte/Nordeste com o Sudeste sem considerar a possibilidade de, no curto prazo, atender à expansão da oferta da EE com a termelétricidade a GN de mais baixo custo em relação à oferta da hidrelétricidade gerada na Amazônia, decerto de mais altos custos financeiros, econômicos e ambientais.

ção de hidrelétricidade da Amazônia sem viabilidades financeiras, econômicas e ambientais.

As três mega descobertas de óleo e a mega descoberta de GN, em Júpiter, concentradas em área geográfica de somente 9% da área total do Pré-sal são uma dádiva da natureza geológica, cuja ocorrência só têm semelhança com alguns países do Oriente Médio. ■

As enormes mega descobertas de óleo e GN já identificadas e em processos de delimitação (BS 9 – Projeto Carioca) poderão alcançar os 30 Gboe, e 10 Gboe acima dos 20 Gboe estimadas por HRT/Mello (2007) e nesse caso a hipótese mais provável será a H160 Gboe, confirmando os *mid-points* de óleo e GN para o ano 2070.

Essas expectativas de volumes de reservas certamente conferem a excepcional condição de auto-suficiência em óleo e GN para o Sul, Sudeste e Centro-Oeste e independência da impor-

Bibliografia e referências

AHLBRANDT, Thomas S.; SCHENK, Christopher J. *Estimates of undiscovered conventional natural gas resources of South America and North America*. In AAPG International Conference, Abstract, Oct. 2004, Cancun, Mexico.

BAHIA, R.R.P.; SILVA, M.V.M. da; LUCZYNSKI, E. Requisitos de Reservas Originais Recuperáveis (ROR) para as Demandas de Óleo e Gás Natural: Brasil 2000-2030-2050. XI Congresso Brasileiro de Energia. Agosto 2006. 17 p.

BAHIA, Raymundo Ruy Pereira; SILVA, Marcus Vinicius Miranda da; LUCZYNSKI, Estanislau Alternativas de Matrizes de Geração de Energia Elétrica para a expansão da oferta de eletricidade Brasil 2000-2030-2050, in: VCBPE, 31/05/02 - 06.2006, Brasília, DF.

BRASIL ENERGIA. Reportagem Especial: A financiabilidade do setor elétrico, n. 308 p.74.

EDWARDS, John D. Crude oil and alternate energy production forecasts for the Twenty-First Century: the End of the hydrocarbon Era. AAPG Bulletin, V.81, N.8, Aug. 1997, p. 1292-1305.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA/DOE. The international outlook 2002. Washington, D.C, 2002.

GOMIDE, Francisco. O segredo do segredo, *Veja*, 21.10.1992.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA. World Energy Outlook 2002 e 2004. Paris, OECD/IEA. 2002 e 2004.

MELO, Márcio H.R.T. País será auto-suficiente de fato e até ganhará status de exportador, AE 09.11.2007.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. Financiamento, investimento e modo de organização da indústria elétrica: o caso dos países da América Latina. In: DUTRA, Luis Eduardo Duque; FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos de. (orgs.). Pesquisas recentes em energia, meio ambiente e tecnologia. Rio de Janeiro, 1996, p. 27-40.

RADOVIC, Ljubisa R. 'Synthetic' Fuels, Oil Shale and Tar Sands In Energy and Fuels in Society, chapter 10, 1997, p.180-290. Disponível: <http://www.ems.psu.edu/~radovic/Chapter10.pdf>

ROUSSEFF, Dilma. Brasil vai nadar em petróleo. AE 09.11.2007.

SAUER, Ildo Luís. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas. In: *Política Energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco*. São Paulo, Paz e Terra, 2002, p.117-225.

SCALCO, Euclides. O esforço para equilibrar as finanças de Itaipu. *Gazeta Mercantil*, 03.04.1997, DF.