

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Sumário

<i>Balanco de Gás Natural no Brasil</i>	2
<i>Reservas Nacionais, Produção Nacional e R/P</i>	3
<i>Produção Nacional por Estado</i>	4
<i>Destinação do Gás Natural Nacional</i>	5
<i>Importações e Oferta Interna</i>	6
<i>Consumo de Gás Natural</i>	7
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	9
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	10
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	11
<i>Preços</i>	12
<i>Competitividade</i>	13
<i>Infraestrutura de Transporte</i>	19
<i>Destques do PAC e Lei do Gás</i>	21
<i>UPGN's e Tabela de Conversões de Unidades</i>	22
<i>Acompanhamento TC, CVU das Térmicas, CMO e Níveis dos Reservatórios</i>	23
<i>UTES a Gás Natural no Brasil</i>	24

APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

Em junho de 2009, o mercado de gás natural apresentou leve queda em relação ao mês anterior em razão da redução do consumo na geração de energia elétrica, que superou o crescimento do consumo em outros setores. No segmento térmico a redução foi de cerca de 2 milhões de m³/dia, basicamente no Rio de Janeiro, que foi compensada em parte pelo aumento do consumo no Ceará e em Pernambuco, em razão do despacho das UTEs Termofortaleza e Termopernambuco, respectivamente. No segmento industrial houve crescimento do consumo em cerca de 800 mil m³/dia em São Paulo, confirmando a tendência de retomada gradual da demanda, que se iniciou em março desse ano, e que foi favorecida pelos leilões de curto prazo realizados pela Petrobras.

A oferta de gás nacional caiu bastante em junho, cerca de 3 milhões de m³/dia em relação ao mês anterior, a despeito do ligeiro crescimento da produção nacional. Isso se deu em função de procedimentos de manutenção em unidades de exploração e produção na bacia de Campos e teve como consequência o aumento substancial da queima e a redução dos volumes absorvidos em UPGNs. A produção no Rio de Janeiro cresceu cerca de 1 milhão de m³/dia, mas a queima cresceu cerca de 4 milhões de m³/dia. Na Bahia houve aumento da produção em razão do despacho da UTE Termopernambuco e no Espírito Santo houve queda de 1,5 milhões de m³/dia na produção de campos de gás não-associado.

Para compensar a redução na oferta de gás nacional houve aumento da importação da Bolívia (+0,4 milhões de m³/dia) e também aumento da regaseificação de GNL no terminal de Pecém, que operou durante a segunda quinzena do mês de junho com cerca de 2,4 milhões de m³/dia, em média. A primeira carga de GNL foi importada de Trinidad & Tobago.

Em relação à queima no Rio de Janeiro, vale reiterar que o volume continua mais alto do que o usual em função do não aproveitamento do gás associado produzido nas plataformas que entraram em operação recentemente. A previsão é de que esse volume caia em agosto, a partir da conclusão das obras de infraestrutura de escoamento de gás da plataforma P-51 e do campo de Jabuti. Com o aproveitamento adicional de gás natural associado e a conclusão dos procedimentos de manutenção na bacia de Campo a tendência é que a oferta de gás nacional cresça em julho e haja redução da importação da Bolívia.

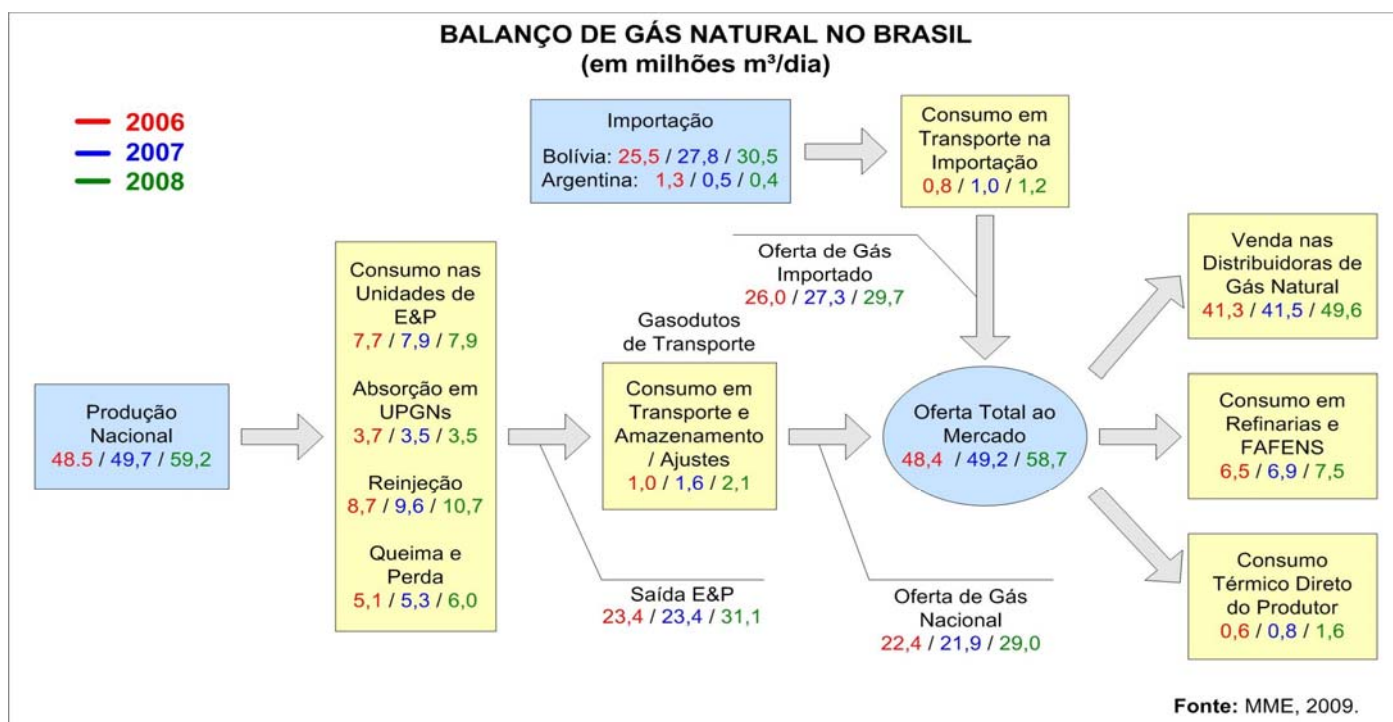
No âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), destacamos o início da produção no campo de Abalone (Parque das Conchas) e o início do aproveitamento de gás na área de Jabuti. Quanto ao licenciamento ambiental, não houve destaques relevantes no mês de julho no que tange à área de gás natural.

Boa leitura a todos.
Departamento de Gás Natural
boletimdogas@mme.gov.br

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	2005	2006	2007	2008	2009												2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2009
PRODUÇÃO NACIONAL	48,49	48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08							56,83
Reinjeção	8,18	8,68	9,57	10,67	12,26	12,11	11,38	11,41	11,34	12,00							11,75
Queima e perda	6,78	5,07	5,33	5,99	6,08	8,14	10,14	9,98	9,26	13,36							9,49
Consumo nas unidades de E&P	6,78	7,68	7,89	7,92	8,46	8,24	7,91	7,85	8,04	7,95							8,08
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	0,19	1,04	1,57	2,08	2,13	3,05	2,54	3,09	2,93	2,82							2,76
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,15	3,72	3,54	3,48	3,52	3,51	3,44	3,26	3,83	2,78							3,39
Oferta de gás nacional ao mercado	23,42	22,32	21,82	29,03	21,05	21,02	22,38	20,52	23,01	20,17							21,36
IMPORTAÇÃO	24,64	26,82	28,30	30,92	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	28,47							22,78
Bolívia	23,68	25,52	27,84	30,54	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	27,29							22,58
Argentina	0,96	1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19							0,20
Consumo em transporte na importação	0,44	0,72	0,95	1,23	0,29	0,26	0,26	0,31	0,94	0,96							0,50
Oferta de gás importado ao mercado	24,20	26,10	27,35	29,69	20,12	19,82	19,60	20,66	25,93	27,52							22,28
OFERTA TOTAL AO MERCADO	47,61	48,42	49,17	58,72	41,18	40,84	41,98	41,19	48,94	47,69							43,64
Venda nas distribuidoras de gás natural	40,60	41,26	41,49	49,62	33,76	33,41	34,42	32,86	41,56	40,69							36,12
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,11	6,52	6,89	7,50	6,16	6,48	6,56	7,65	6,98	6,22							6,67
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoaçú)	0,90	0,64	0,79	1,60	1,26	0,95	1,00	0,68	0,39	0,78							0,84
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,2%	46,1%	44,4%	49,4%	51,1%	51,5%	53,3%	49,8%	47,0%	42,3%							48,9%

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de junho de 2009 por terem sido incluídas as térmicas Termoceará e Termoaçú no consumo termelétrico direto do produtor.



Equipe do Departamento de Gás Natural:

Marco Antonio Martins Almeida (Diretor), Symone Christine de Santana Araújo, Hugo Leonardo Gosmann, Hermann Helinski de Araújo, Breno Peixoto Cortez, Bruna Tonani Pereira, Juliano Vilela Borges e Aldo Barroso Cores Junior.

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	17
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027

Fonte: ANP, julho de 2009.

Nota:

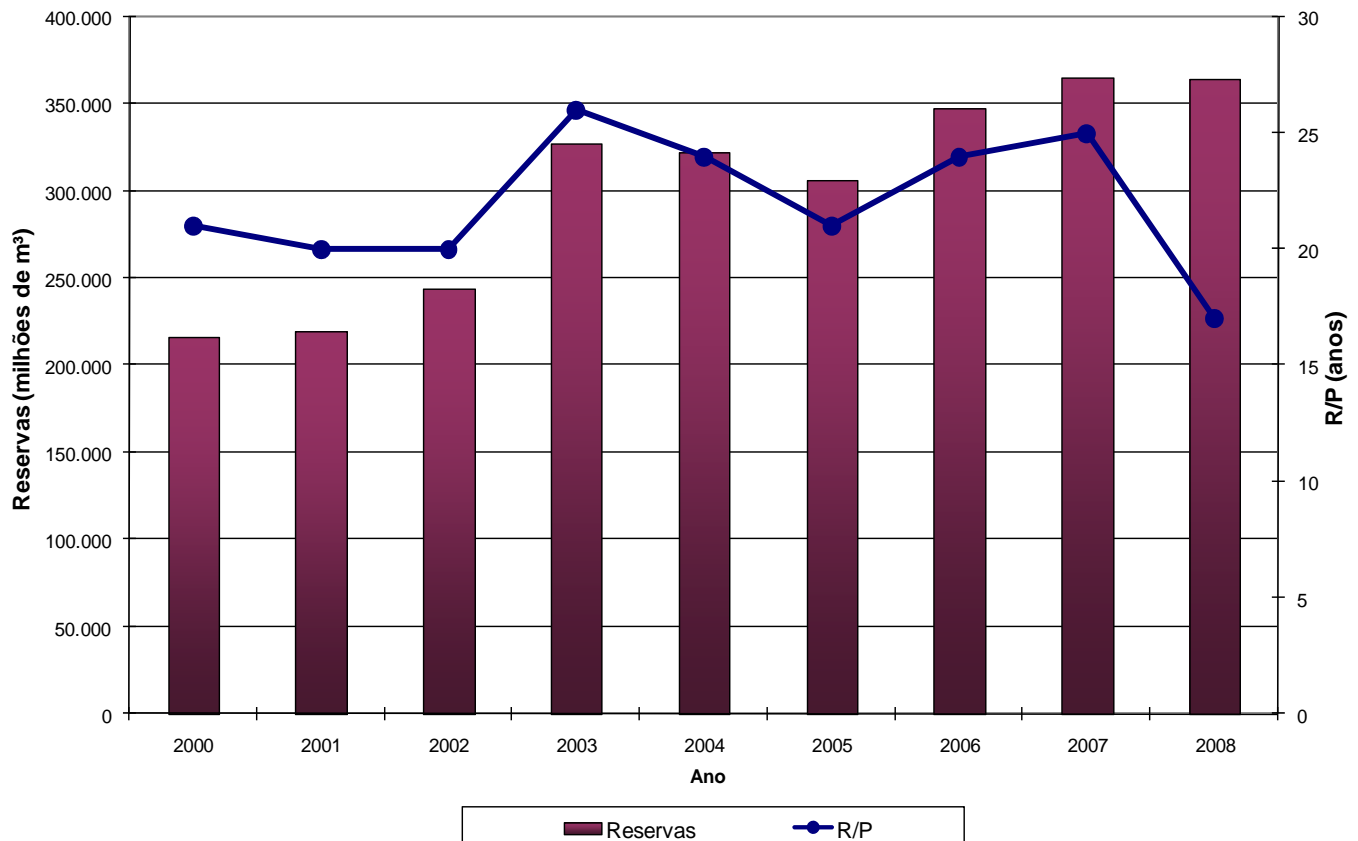
Os dados relativos às Reservas Provadas de Gás Natural estão atualizados, de acordo com a Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP. No entanto, exceto nos anos de 2002, 2005, 2006 e 2008 esses dados diferem daqueles apresentados na página da ANP (www.anp.gov.br). A Agência está providenciando os ajustes necessários.

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	2006 Média	2007 Média	2008 Média	2009												2009 Média	
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Terra	18,31	17,22	17,19	16,55	16,55	16,35	16,85	16,19	16,51								16,50
Mar	30,20	32,51	41,97	36,96	39,52	41,44	39,26	42,23	42,56								40,33
Gás Associado	37,42	37,02	39,77	42,12	44,09	47,59	46,35	46,15	47,31								45,60
Gás Não Associado	11,08	12,72	19,39	11,39	11,98	10,20	9,76	12,26	11,77								11,23
TOTAL	48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08								56,83

Fonte: ANP, julho 2009

RESERVAS X R/P (BRASIL)



PRODUÇÃO NACIONAL POR ESTADO (EM MILHÕES DE M³/DIA)

UF	LOCALIZAÇÃO	2006 Média	2007 Média	2008 Média	2009												2009 Média	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
AM	Subtotal	9,24	9,72	10,23	10,36	10,38	9,96	10,42	10,47	10,46							10,34	
	Terra	9,24	9,72	10,23	10,36	10,38	9,96	10,42	10,47	10,46								10,34
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Gás Associado	9,22	9,66	10,13	10,31	10,30	9,96	10,22	10,29	10,28								10,23
	Gás Não Associado	0,03	0,07	0,09	0,05	0,08	0,00	0,21	0,18	0,18								0,12
CE	Subtotal	0,27	0,21	0,18	0,19	0,19	0,19	0,17	0,15	0,10							0,17	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Mar	0,27	0,21	0,18	0,18	0,19	0,18	0,17	0,15	0,10								0,16
	Gás Associado	0,27	0,21	0,18	0,19	0,19	0,19	0,17	0,15	0,10								0,17
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
RN	Subtotal	3,23	2,96	2,54	2,33	2,09	2,02	2,09	2,17	2,14							2,14	
	Terra	0,73	0,86	0,87	0,84	0,74	0,70	0,72	0,68	0,72								0,73
	Mar	2,51	2,10	1,67	1,49	1,35	1,32	1,36	1,49	1,42								1,41
	Gás Associado	1,96	1,62	1,48	1,06	1,01	1,57	1,59	1,56	1,54								1,39
	Gás Não Associado	1,27	1,34	1,06	1,26	1,08	0,44	0,50	0,61	0,61								0,75
AL	Subtotal	2,80	2,48	2,23	1,87	1,95	2,13	2,13	1,70	1,88							1,94	
	Terra	2,41	2,10	1,88	1,51	1,59	1,78	1,80	1,36	1,56								1,60
	Mar	0,40	0,39	0,35	0,36	0,36	0,35	0,33	0,34	0,33								0,34
	Gás Associado	0,68	0,60	0,60	0,60	0,61	1,18	1,26	1,02	1,10								0,96
	Gás Não Associado	2,12	1,89	1,63	1,27	1,34	0,95	0,87	0,68	0,78								0,98
SE	Subtotal	1,67	1,50	2,35	2,71	2,70	2,75	2,33	2,59	2,68							2,63	
	Terra	0,23	0,26	0,25	0,24	0,24	0,27	0,26	0,24	0,23								0,25
	Mar	1,44	1,24	2,10	2,47	2,47	2,48	2,07	2,34	2,45								2,38
	Gás Associado	0,82	0,80	1,61	1,89	1,90	2,71	2,27	2,52	2,62								2,32
	Gás Não Associado	0,85	0,70	0,73	0,81	0,81	0,04	0,06	0,06	0,06								0,31
BA	Subtotal	5,19	7,24	9,22	7,05	8,26	7,65	8,08	8,03	8,68							7,96	
	Terra	5,15	4,06	3,52	3,36	3,30	3,33	3,35	3,23	3,32								3,31
	Mar	0,04	3,18	5,70	3,70	4,97	4,32	4,73	4,80	5,36								4,65
	Gás Associado	1,30	1,31	1,35	1,40	1,37	2,13	2,03	1,92	1,91								1,79
	Gás Não Associado	3,89	5,93	7,87	5,66	6,89	5,53	6,05	6,11	6,77								6,17
ES	Subtotal	2,49	2,64	7,68	2,58	1,91	3,47	2,33	4,95	3,52							3,13	
	Terra	0,55	0,23	0,44	0,23	0,31	0,33	0,30	0,21	0,22								0,27
	Mar	1,94	2,41	7,24	2,35	1,61	3,15	2,03	4,74	3,30								2,86
	Gás Associado	1,29	1,65	1,20	0,81	0,70	0,92	0,87	0,91	0,85								0,84
	Gás Não Associado	1,20	0,99	6,48	1,77	1,21	2,56	1,46	4,04	2,67								2,28
RJ	Subtotal	22,51	21,99	24,00	25,88	28,05	29,10	28,04	27,81	29,04							27,99	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Mar	22,51	21,99	24,00	25,88	28,05	29,10	28,04	27,81	29,04								27,99
	Gás Associado	21,76	21,07	23,14	25,86	28,02	28,94	27,94	27,78	28,91								27,91
	Gás Não Associado	0,75	0,92	0,86	0,02	0,03	0,16	0,10	0,03	0,13								0,08
SP	Subtotal	0,98	0,89	0,66	0,54	0,54	0,53	0,53	0,55	0,57							0,54	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Mar	0,98	0,89	0,66	0,54	0,54	0,53	0,53	0,55	0,57								0,54
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Gás Não Associado	0,98	0,89	0,66	0,54	0,54	0,53	0,53	0,55	0,57								0,54
PR	Subtotal	0,11	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Mar	0,11	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Gás Associado	0,11	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
Total Brasil		48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08							56,83	

Fonte: ANP, julho 2009

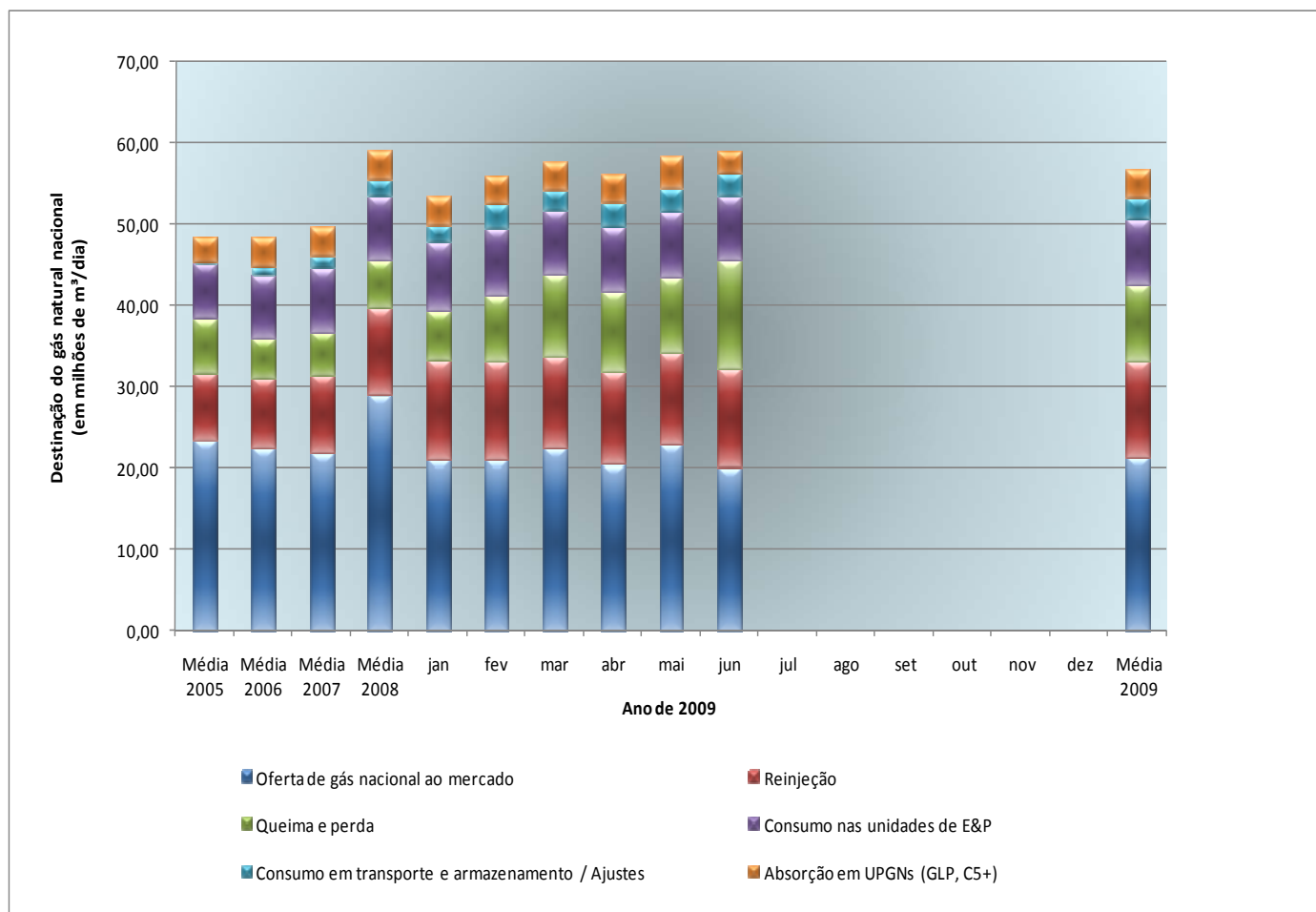
DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	2005	2006	2007	2008	2009												2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2009
PRODUÇÃO NACIONAL	48,49	48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08							56,83
Reinjeção	8,18	8,68	9,57	10,67	12,26	12,11	11,38	11,41	11,34	12,00							11,75
Queima e perda	6,78	5,07	5,33	5,99	6,08	8,14	10,14	9,98	9,26	13,36							9,49
Consumo nas unidades de E&P	6,78	7,68	7,89	7,92	8,46	8,24	7,91	7,85	8,04	7,95							8,08
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	0,19	1,04	1,57	2,08	2,13	3,05	2,54	3,09	2,93	2,82							2,76
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,15	3,72	3,54	3,48	3,52	3,51	3,44	3,26	3,83	2,78							3,39
Oferta de gás nacional ao mercado	23,42	22,32	21,82	29,03	21,05	21,02	22,38	20,52	23,01	20,17							21,36
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,2%	46,1%	44,4%	49,4%	51,1%	51,5%	53,3%	49,8%	47,0%	42,3%							48,9%

Fonte: ANP e PETROBRAS. Jul/09

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de junho de 2009 por terem sido incluídas as térmicas Termoceará e Termoçú no consumo termelétrico direto do produtor.

GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

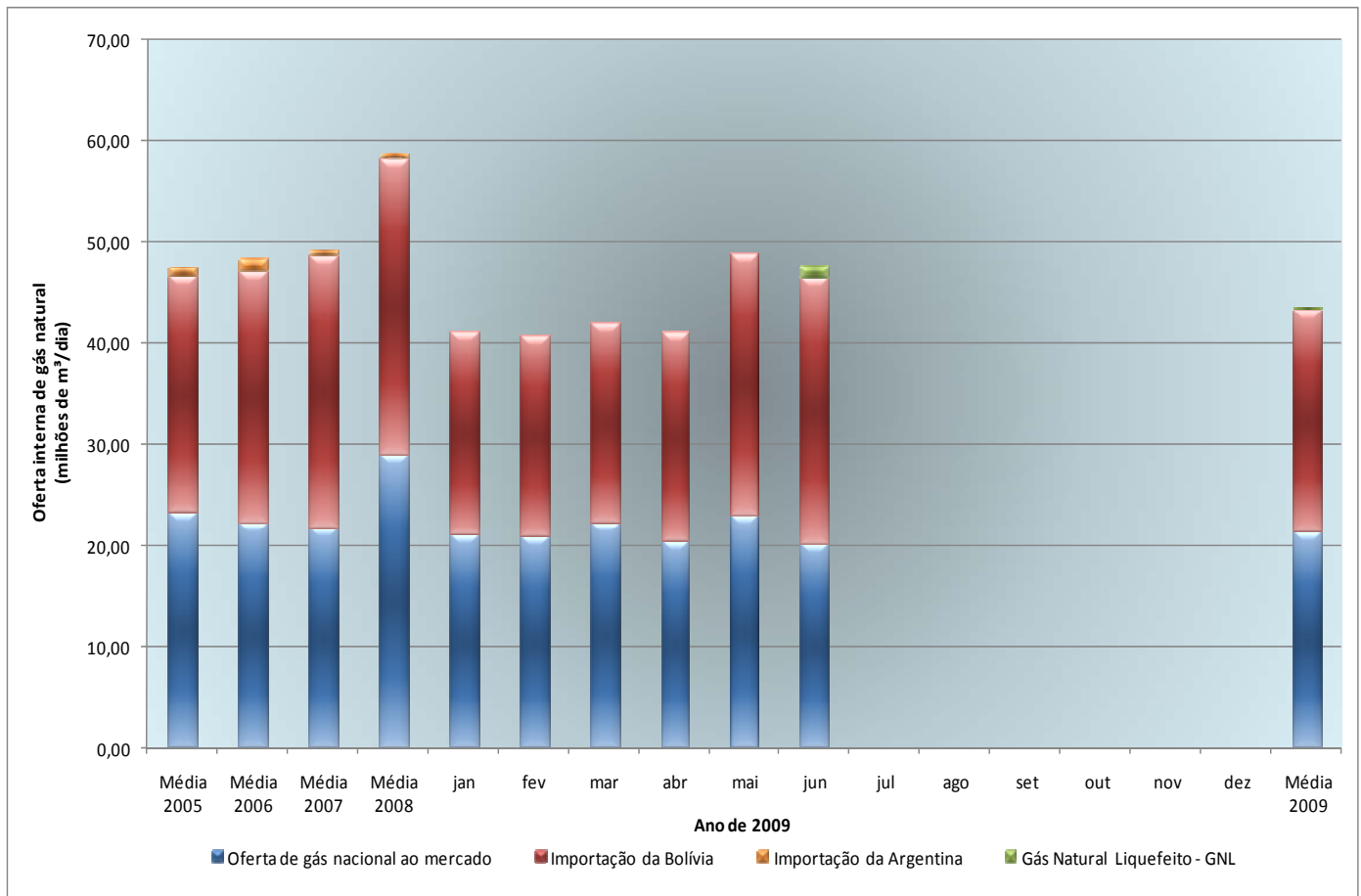
IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			2006	2007	2008	2009												
			Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2009
Bolívia	TBG	Petrobras	24,44	26,90	30,52	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	27,29							22,58
		BG	0,50	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
	EPE		0,57	0,55	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
	Subtotal		25,52	27,84	30,54	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	27,29							22,58
Argentina	Sulgás (TSB)		1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
	Subtotal		1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19							0,20
TOTAL			26,82	28,30	30,92	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	28,47							22,78
Consumo em transporte na importação			0,72	0,95	1,23	0,29	0,26	0,26	0,31	0,94	0,96							0,50
Oferta de gás importado			26,10	27,35	29,69	20,12	19,82	19,60	20,66	25,93	27,52							22,28

Fonte: ANP, julho 2009

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



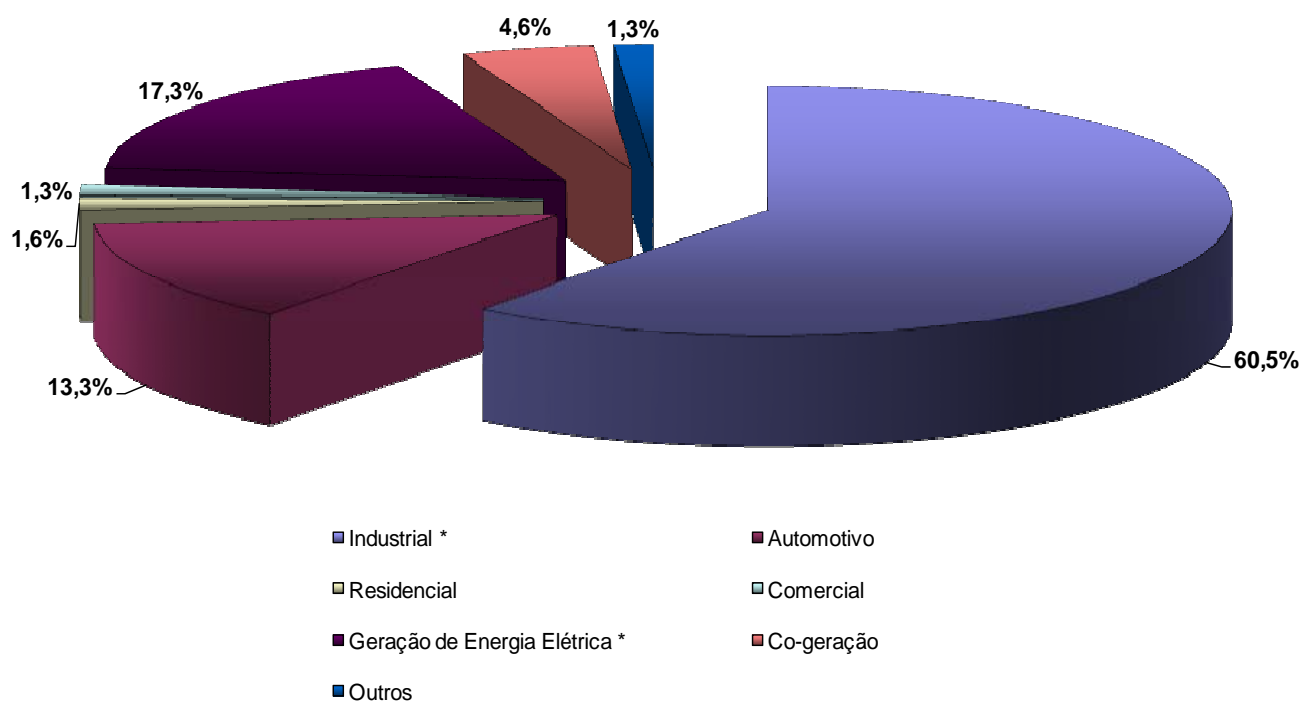
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009	2009 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	29,46	30,79	32,24	33,40	25,18	24,86	25,00	26,91	27,92	28,36							26,37	60,5%
Automotivo	5,28	6,31	7,01	6,63	5,66	6,07	5,92	5,74	5,69	5,68							5,79	13,3%
Residencial	0,61	0,65	0,66	0,72	0,64	0,61	0,57	0,68	0,78	0,84							0,69	1,6%
Comercial	0,50	0,56	0,58	0,61	0,55	0,58	0,58	0,56	0,60	0,60							0,58	1,3%
Geração de Energia Elétrica *	10,26	7,98	6,43	14,92	7,04	6,15	7,48	4,67	10,84	9,14							7,55	17,3%
Co-geração	1,43	1,81	1,92	2,26	1,73	1,73	1,68	1,89	2,51	2,48							2,00	4,6%
Outros	0,07	0,32	0,23	0,15	0,16	0,72	0,71	0,72	0,59	0,60							0,58	1,3%
TOTAL	47,61	48,42	49,08	58,69	40,96	40,72	41,94	41,17	48,92	47,69							43,56	100,0%
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	10,12	13,16	12,99	13,50	13,74	14,92	13,93	14,22	14,81	12,36							13,99	
TOTAL GERAL	57,73	61,58	62,16	72,19	54,69	55,64	55,87	55,38	63,73	60,04							57,56	

* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, julho 2009.

CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2009



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m ³ /dia)	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009	2009 Média %	
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Algás (AL)	0,42	0,46	0,50	0,50	0,45	0,46	0,37	0,46	0,47	0,47								0,45	1%
Bahiagás (BA)	3,57	3,35	3,36	3,47	2,19	2,92	2,50	2,64	3,13	2,95								2,72	8%
BR Distribuidora (ES)	1,06	1,11	1,22	1,84	1,02	0,94	0,87	0,96	1,11	1,29								1,03	3%
Cebgás (DF)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01								0,01	0%
Ceg (RJ)	5,32	5,37	6,00	8,46	5,03	5,16	5,82	4,79	7,86	5,88								5,76	16%
Ceg Rio (RJ)	4,58	4,83	4,33	9,14	4,75	4,83	5,19	4,14	6,18	5,16								5,04	14%
Cegás (CE)	0,74	0,62	0,47	0,51	0,65	0,41	0,41	0,55	0,40	1,12								0,59	2%
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00	0%
Comgas (SP)	11,89	13,04	13,89	14,28	10,71	10,03	10,05	10,33	11,46	12,24								10,80	30%
Compagás (PR)	0,68	1,11	1,75	1,29	1,31	1,77	1,52	1,30	2,42	2,50								1,80	5%
Copergás (PE)	2,76	1,47	1,07	1,15	1,12	0,78	1,14	1,12	0,84	1,40								1,07	3%
Gas Brasileiro (SP)	0,28	0,36	0,43	0,48	0,48	0,45	0,39	0,38	0,41	0,45								0,43	1%
Gasmig (MG)	1,83	2,01	1,74	2,40	1,30	0,99	1,45	1,20	2,04	1,84								1,47	4%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00	0%
Mtgás (MT)	0,65	0,58	0,65	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01								0,01	0%
Msgás (MS)	1,31	0,94	0,38	0,28	0,04	0,05	0,08	0,19	0,13	0,11								0,10	0%
Pbgás (PB)	0,27	0,32	0,36	0,38	0,34	0,33	0,34	0,33	0,36	0,37								0,34	1%
Potigás (RN)	0,34	0,37	0,40	0,40	0,34	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36								0,36	1%
São Paulo Sul (SP)	0,94	1,12	1,27	1,36	1,21	1,16	0,96	1,10	1,22	1,26								1,15	3%
Scgás (SC)	1,30	1,44	1,54	1,57	1,43	1,46	1,49	1,51	1,58	1,60								1,51	4%
Sergás (SE)	0,22	0,27	0,30	0,28	0,25	0,27	0,26	0,25	0,25	0,24								0,25	1%
Sulgás (RS)	2,44	2,48	1,75	1,74	1,12	1,02	1,18	1,25	1,31	1,43								1,22	3%
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00	0%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	40,60	41,26	41,41	49,59	33,76	33,41	34,42	32,86	41,56	40,69								36,12	100%

Fonte: Abegás, julho 2009

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m ³ /dia)	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009	2009 Média %	
					jan	Fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Algás (AL)	0,42	0,46	0,50	0,50	0,45	0,46	0,37	0,46	0,47	0,47								0,45	2%
Bahiagás (BA)	3,53	3,35	3,36	3,47	2,19	2,79	2,50	2,64	3,13	2,95								2,70	9%
BR Distribuidora (ES)	1,06	1,11	1,22	1,84	1,02	0,94	0,87	0,96	1,11	1,29								1,03	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01								0,01	0%
Ceg (RJ)	4,28	4,74	5,06	4,92	3,97	4,04	4,09	4,03	4,19	4,13								4,07	14%
Ceg Rio (RJ)	2,51	2,43	2,38	2,32	1,69	1,89	1,89	1,95	2,10	2,09								1,93	7%
Cegás (CE)	0,44	0,45	0,46	0,46	0,44	0,41	0,41	0,40	0,40	0,42								0,42	1%
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00	0%
Comgas (SP)	11,49	12,88	13,67	13,37	10,18	9,99	10,02	10,32	11,41	12,22								10,69	36%
Compagás (PR)	0,68	0,77	0,85	0,87	0,63	0,70	0,79	0,79	0,74	0,88								0,75	3%
Copergás (PE)	0,88	0,98	1,02	0,99	0,85	0,78	0,85	0,83	0,84	0,88								0,84	3%
Gas Brasileiro (SP)	0,28	0,36	0,43	0,48	0,48	0,45	0,39	0,38	0,41	0,45								0,43	1%
Gasmig (MG)	1,46	1,49	1,53	1,62	1,12	0,98	1,01	1,10	1,08	1,21								1,08	4%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00	0%
Mtgás (MT)	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01								0,01	0%
Msgás (MS)	0,04	0,14	0,04	0,04	0,04	0,05	0,08	0,19	0,13	0,07								0,09	0%
Pbgás (PB)	0,27	0,32	0,36	0,38	0,34	0,33	0,34	0,33	0,36	0,37								0,34	1%
Potigás (RN)	0,34	0,37	0,40	0,40	0,34	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36								0,36	1%
São Paulo Sul (SP)	0,94	1,12	1,27	1,36	1,21	1,16	0,96	1,10	1,22	1,26								1,15	4%
Scgás (SC)	1,30	1,44	1,54	1,57	1,43	1,46	1,49	1,51	1,58	1,60								1,51	5%
Sergás (SE)	0,22	0,27	0,30	0,28	0,25	0,27	0,26	0,25	0,25	0,24								0,25	1%
Sulgás (RS)	1,09	1,21	1,36	1,38	1,12	1,02	1,18	1,25	1,31	1,43								1,22	4%
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00	0%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	31,25	33,92	35,76	36,28	27,76	28,10	27,90	28,84	31,10	32,34								29,34	100%

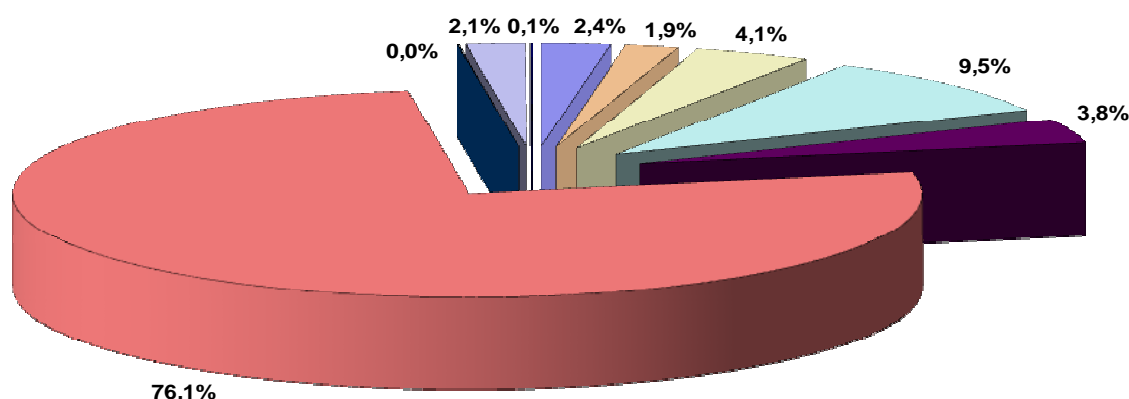
Fonte: Abegás, julho 2009

BALANÇO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	128,13	127,34	123,61	132,72	132,97	125,67								128,46
Austral	23,53	22,86	23,82	23,89	25,63	25,90	24,73								24,79
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,55	13,44	14,41	14,99	13,85								14,05
Neuquina	76,64	74,85	73,03	69,62	74,72	73,64	70,90								72,38
Noroeste	17,47	17,62	16,94	16,66	17,96	18,44	16,19								17,24
Reinjeção	2,04	2,62	4,17	3,28	3,28	4,28	1,98								3,40
Queima e Perda	2,39	2,40	2,33	2,29	2,29	3,29	2,67								2,57
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,40	5,38	5,38	6,38	5,92								5,69
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	13,04	13,07	13,07	14,07	12,89								13,23
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	102,40	99,59	108,70	104,95	102,21								103,57
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA	4,74	2,48	4,51	5,80	5,49	5,72	5,02								5,31
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	102,50	102,50	109,96	109,01	105,49								105,89
Residencial	26,55	25,76	8,38	8,38	10,73	15,21	14,72								11,48
Comercial	4,00	4,49	2,87	2,87	2,61	3,21	3,10								2,93
Veicular	7,84	7,50	7,03	7,03	7,02	7,11	6,88								7,01
Geração Elétrica	33,44	34,02	51,92	51,92	54,61	50,88	49,24								51,71
Industriais	33,39	33,63	32,30	32,30	34,99	32,60	31,55								32,75
EXPORTAÇÃO	7,00	2,25	4,42	2,88	4,24	1,66	1,73								2,99
Brasil	0,34	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18								0,04
Chile	6,40	1,98	4,34	2,79	4,17	1,58	1,48								2,87
Uruguai	0,27	0,20	0,08	0,09	0,07	0,08	0,07								0,08

Fonte: Petrobras Argentina

MÉDIA 2009



■ Reinjeção	■ Queima e Perda	□ Convertido em Líquido
□ Consumo nas unidades de E&P	■ IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA	■ Consumo - Mercado Interno
■ Exportação - Brasil	□ Exportação - Chile	■ Exportação - Uruguai

BALANÇO DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009	
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	40,24	41,72	41,99	34,32	35,83	34,60	35,60	40,91									36,25
Reinjeção	3,03	2,16	0,88	2,21	1,58	1,98	1,39	0,39									1,51
Queima e perda	0,41	0,22	0,22	0,21	0,19	0,21	0,17	0,17									0,19
Consumo nas unidades de E&P	0,76	0,78	0,80	0,78	0,79	0,78	0,78	0,78									0,78
Convertido em líquido	0,54	0,51	0,49	0,45	0,46	0,45	0,45	0,47									0,46
Consumo no Transporte	n/d	0,80	0,85	0,62	0,74	0,73	0,62	1,13									0,77
DISPONIBILIZADO	35,50	37,24	38,74	30,05	32,07	30,45	32,19	37,97									32,55
CONSUMO INTERNO DE GÁS	4,27	5,03	5,72	5,47	5,87	5,52	5,93	6,39									5,84
Residencial	n/d	0,07	0,09	0,10	0,11	0,10	0,11	0,12									0,11
Comercial	n/d	0,06	0,07	0,07	0,08	0,10	0,09	0,08									0,08
Veicular	n/d	0,69	0,89	1,03	1,02	1,03	1,04	1,05									1,03
Geração Elétrica	n/d	2,50	2,88	2,38	2,87	2,46	2,69	3,31									2,74
Refinarias	n/d	0,22	0,26	0,27	0,27	0,29	0,27	0,24									0,27
Indústria	n/d	1,48	1,52	1,62	1,52	1,54	1,73	1,59									1,60
EXPORTAÇÃO	31,23	32,22	33,02	24,57	26,22	24,93	26,26	31,56									26,71
Brasil	26,50	27,60	30,51	20,23	19,91	19,68	20,80	26,75									21,47
Petrobras	24,43	26,62	30,48	20,23	19,91	19,68	20,80	26,75									21,47
EPE	1,12	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									0,00
BG	0,94	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									0,00
Argentina	4,74	4,62	2,52	4,34	6,31	5,25	5,46	4,81									5,23

Fontes:

Demanda de Gás Local: Superintendência de Hidrocarburos e Superintendência de Eletricidade

Produção: YPFB

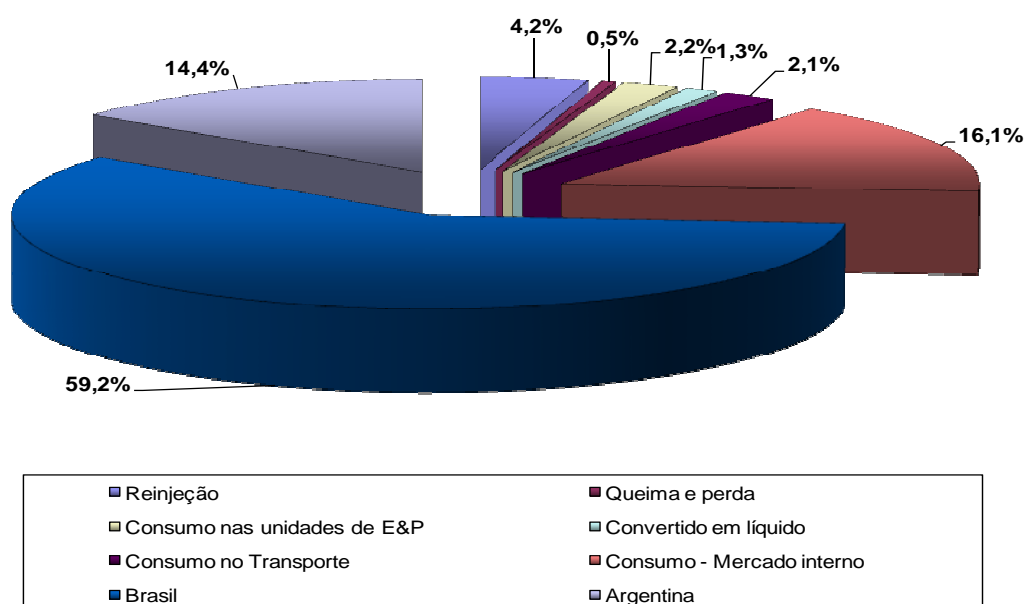
Exportação: PEB

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

n/d: não disponível

MÉDIA 2009



BALANÇO DE GÁS NATURAL NO CHILE (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média	Média	2008												Média	2009												Média
	2006	2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2009
PRODUÇÃO NACIONAL	6,02	5,51	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	5,93	4,30												4,30
IMPORTAÇÃO *	15,78	6,63	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	1,18	4,69												4,69
Argentina	15,78	6,63	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	1,18	4,69												4,69
OFERTADO AO MERCADO	21,80	12,15	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	7,11	8,99												8,99
CONSUMO INTERNO DE GÁS	21,80	12,15	6,68	6,57	8,40	7,90	6,30	6,01	6,50	5,95	5,96	6,61	8,12	10,33	7,11	8,99												8,99
Residencial e Comercial	1,44	1,45	0,82	0,82	0,90	1,18	1,39	1,23	1,73	1,60	1,39	1,42	1,31	0,85	1,22	0,80												0,80
Veicular	0,09	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03												0,03
Geração Elétrica	6,12	2,71	0,78	0,80	2,45	2,02	0,53	0,25	0,41	0,19	0,39	0,97	2,52	4,83	1,35	3,54												3,54
Industriais	2,58	0,91	0,21	0,22	0,26	0,25	0,16	0,24	0,17	0,18	0,15	0,16	0,20	0,38	0,22	0,56												0,56
Petroquímica e Refinaria	11,53	6,97	4,81	4,67	4,73	4,37	4,13	4,21	4,10	3,89	3,95	3,98	4,02	4,21	4,25	4,04												4,04
Outros	0,04	0,05	0,02	0,02	0,03	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,04	0,02												0,02

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

n/d: dados não disponíveis

* Os dados de importação foram calculados pela diferença entre a produção e o consumo interno.

Os dados do balanço de gás natural no Chile referente aos meses de fevereiro, março, abril e maio de 2009 não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO URUGUAI (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média	Média	2009												Média
	2007	2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2009
IMPORTAÇÃO	0,31	0,27	0,18	0,15	0,18	0,18	0,25								0,19
Argentina	0,31	0,27	0,18	0,15	0,18	0,18	0,25								0,19
GNL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,18	0,15	0,18	0,18	0,25								0,19
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,17	0,15	0,17	0,19	0,23								0,18
Residencial	0,05	0,05	-	-	-	-	-								-
Comercial	0,05	0,05	-	-	-	-	-								-
Veicular	0,00	0,00	-	-	-	-	-								-
Geração Elétrica	0,00	0,00	-	-	-	-	-								-
Industriais	0,16	0,12	-	-	-	-	-								-
Consumo propio sector energético	0,02	0,03	-	-	-	-	-								-

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería

Os valores destacados em azul foram corrigidos pelo Ministério de Indústria, Energia y Minería do Uruguai.

PREÇOS DE GÁS NATURAL (JUNHO DE 2009)

PREÇOS	Preço Petrobras para Distribuidora				Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
	Região	Contratos	Preço US\$/MMBTU	Preço R\$/m ³	2.000 m ³ /dia	20.000 m ³ /dia	50.000 m ³ /dia
Nordeste	Gás Nacional (comm. + transp. ou parc. var + parc. fixa)		7,9145	0,5779	14,7123	14,1028	13,7428
Sudeste	Gás Nacional (comm. + transp. ou parc. var + parc. fixa)		7,9085	0,5775	17,9848	14,4830	13,7283
	Gás Importado	Commodity	4,2857	0,3129			
		Transporte	1,7497	0,1278			
Sul	Gás Importado	Commodity	4,2790	0,3124	16,4644	15,1014	14,8676
		Transporte	1,7436	0,1273			
Centro Oeste	Gás Importado	Commodity	4,2883	0,3131	16,9358	13,7952	13,2009
		Transporte	1,7719	0,1294			

Fonte: Petrobras, jul/09.

Os dados do preço ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nos dados disponibilizados em publicações específicas.

Dólar de conversão R\$/US\$ (jun/09):	1,9576
---------------------------------------	--------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009												Média 2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,21	3,44	3,71	4,21	3,68	3,67	3,65	3,67	3,76	3,84							3,71

Fonte: MME/SPG/DGN, jul/09.

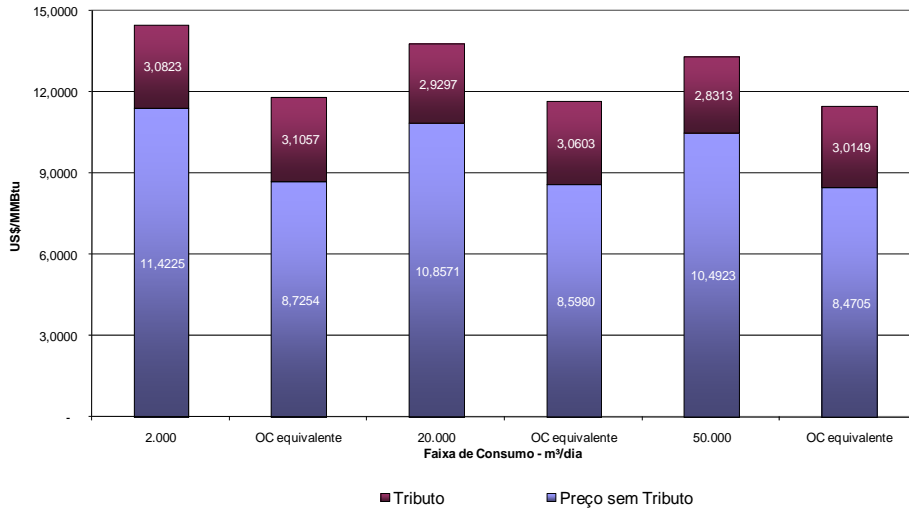
Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009												Média 2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Henry Hub	8,89	6,74	6,98	8,86	5,23	4,51	3,96	3,49	3,83	3,80							4,14
Petróleo Brent	9,74	11,60	12,92	17,28	7,77	7,67	8,29	8,97	10,23	12,21							9,19
Petróleo WTI	10,10	11,59	12,87	17,74	7,44	6,98	8,55	8,88	10,51	12,42							9,13
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	54,65	65,13	72,53	97,01	43,59	43,07	46,54	50,34	57,42	68,55							51,59
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	56,68	65,08	72,26	99,58	41,75	39,16	48,00	49,82	59,02	69,68							51,24

Fonte: Petrobras, jul/09.

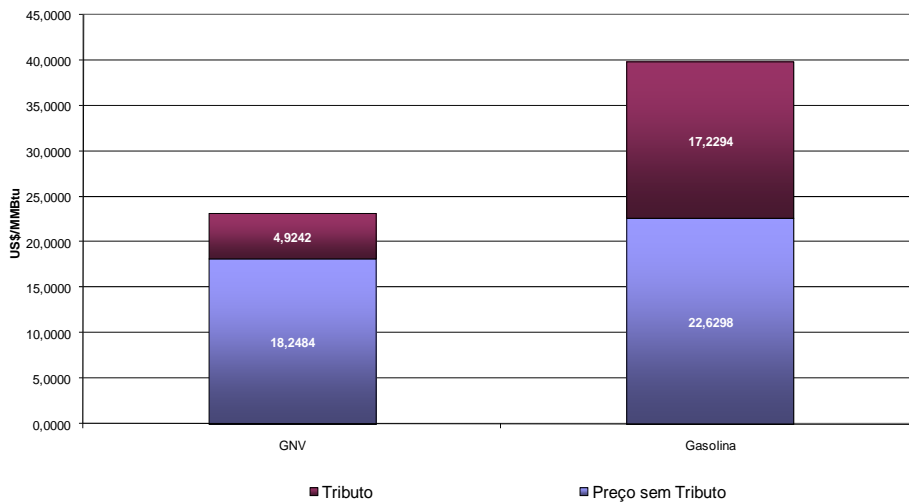
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
JUNHO DE 2009



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
JUNHO DE 2009



Poder Calorífico Superior (PCS)

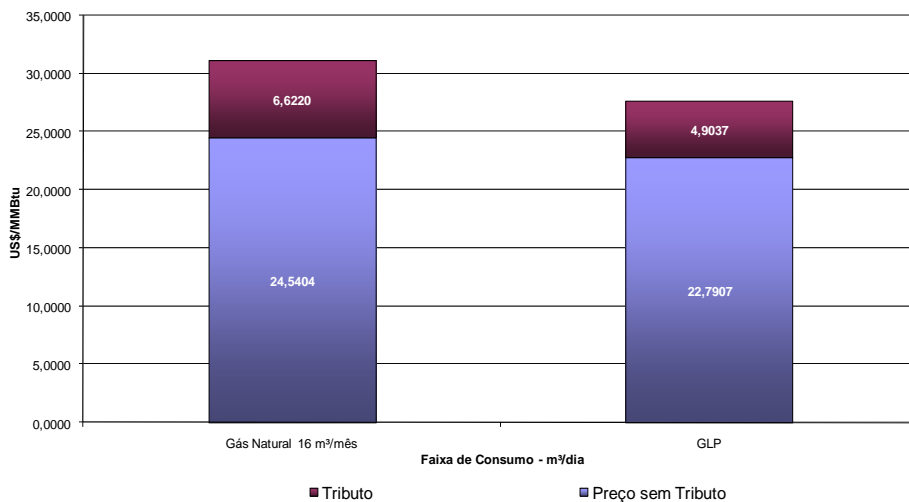
Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

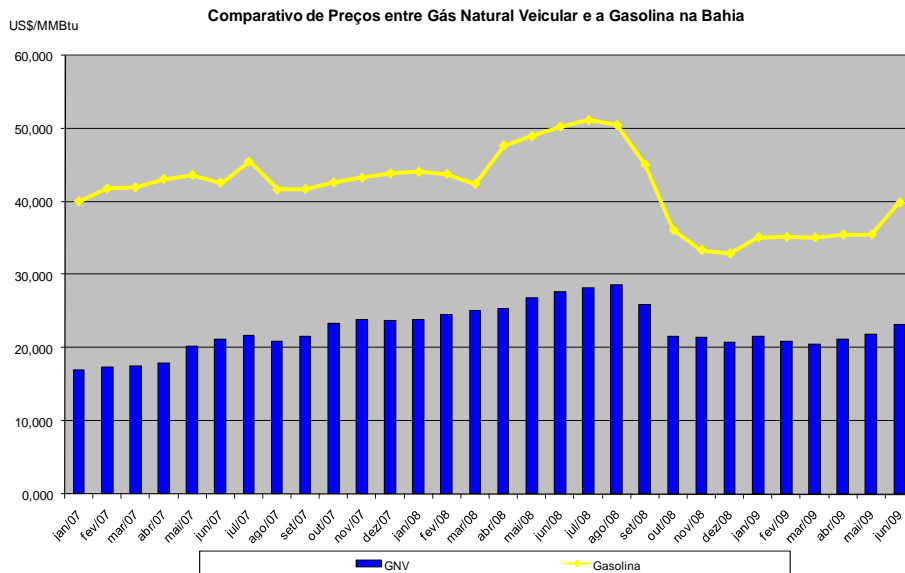
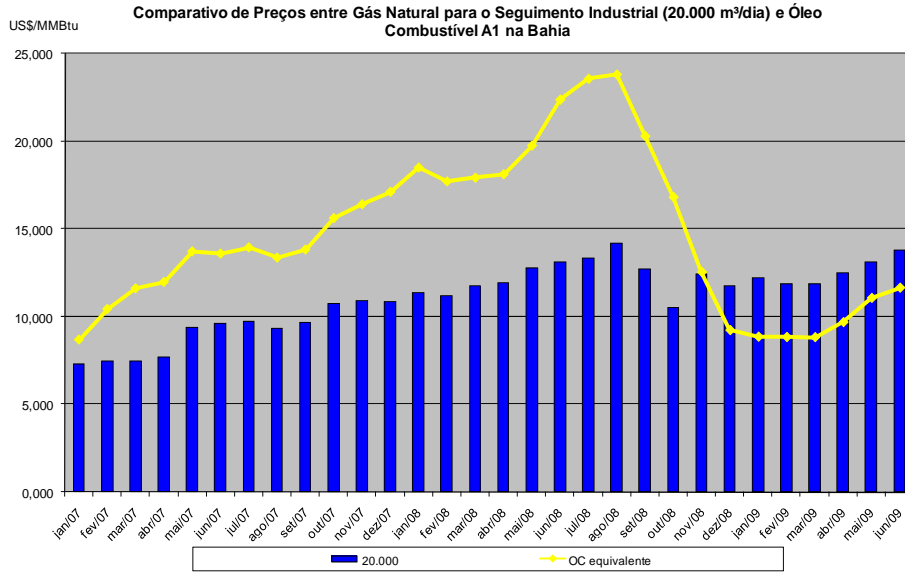
Gás Natural:
9.400 kcal/m³

GLP:
11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
JUNHO DE 2009



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA



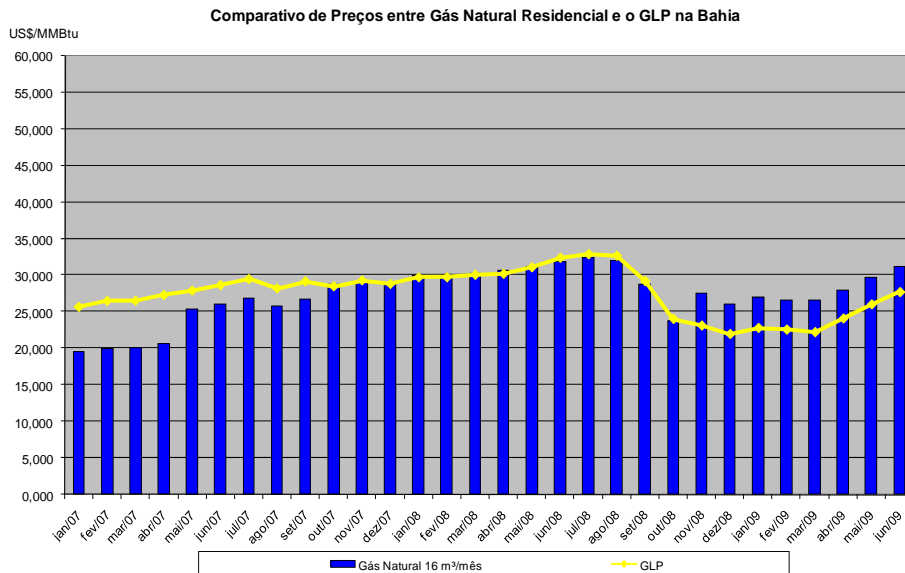
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

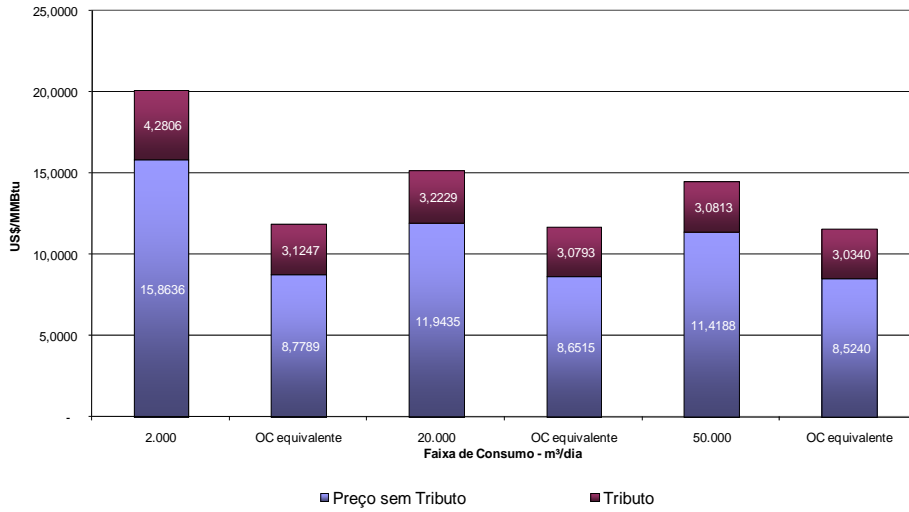
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



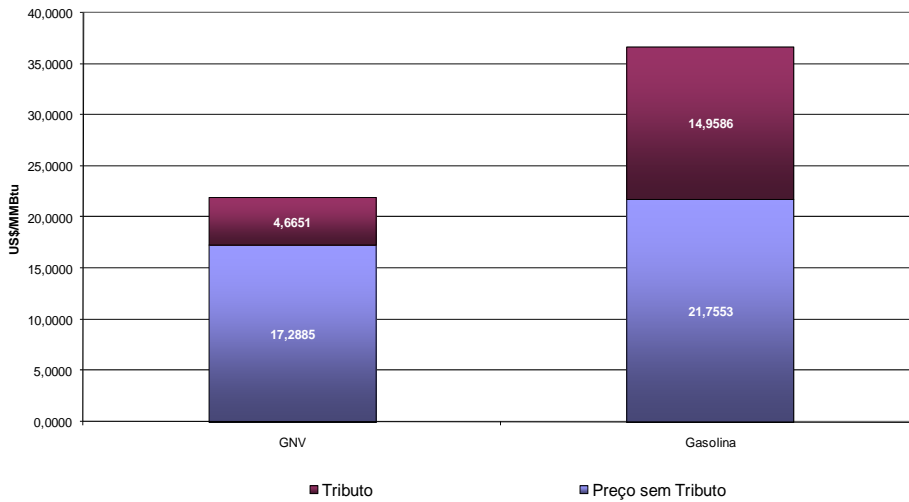
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
JUNHO DE 2009



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
JUNHO DE 2009



Poder Calorífico Superior (PCS)

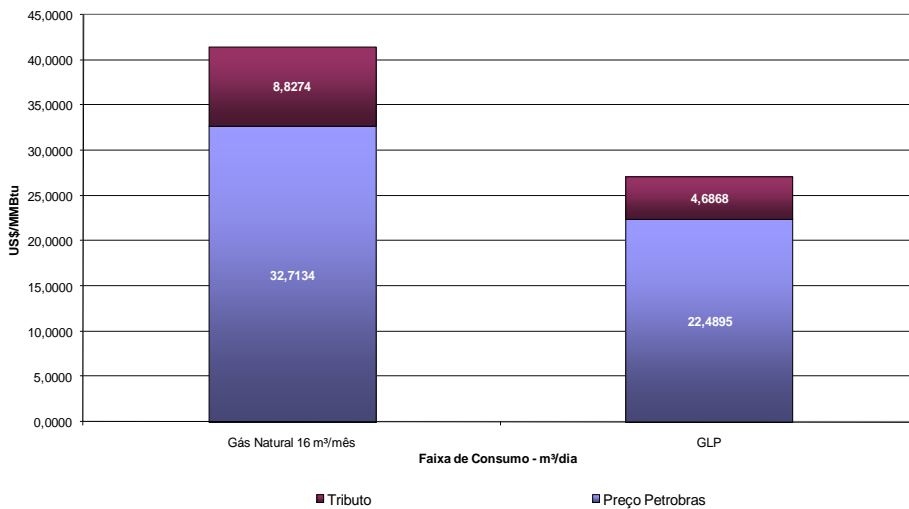
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

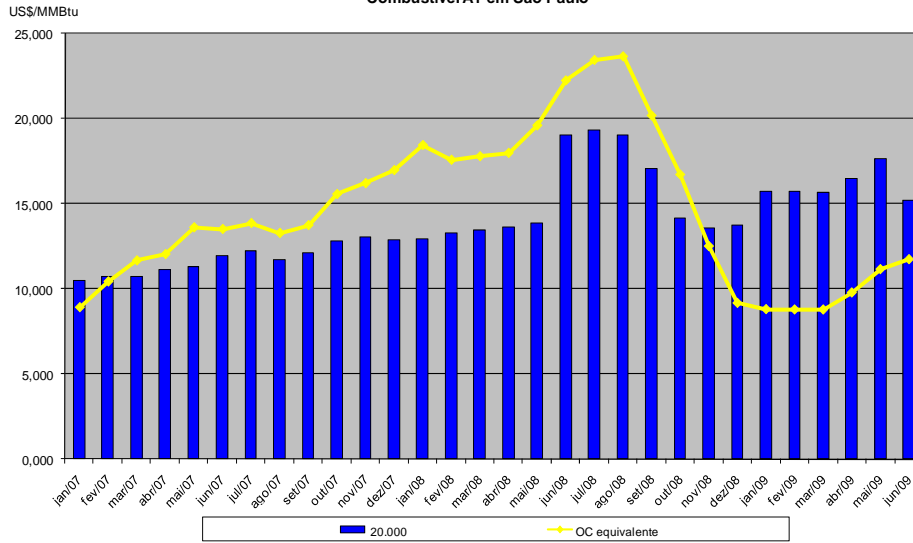
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
JUNHO DE 2009

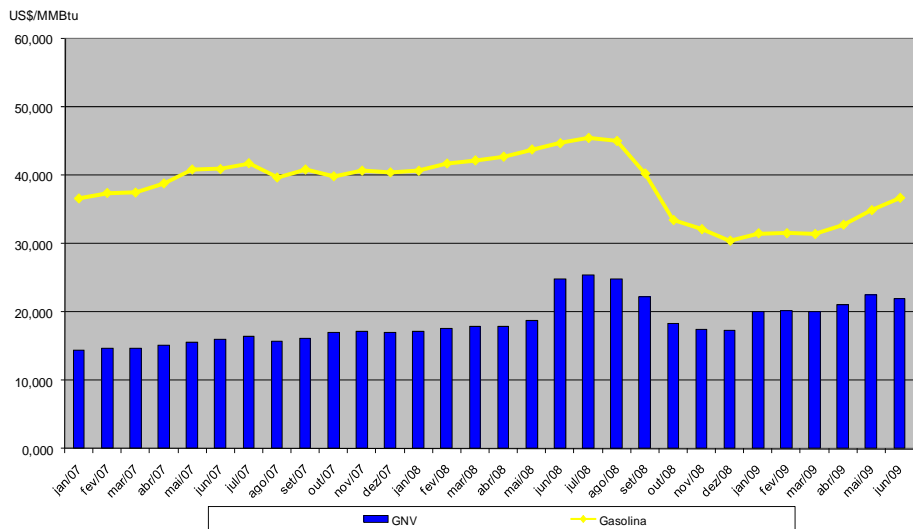


COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Seguimento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Poder Calorífico Superior (PCS)

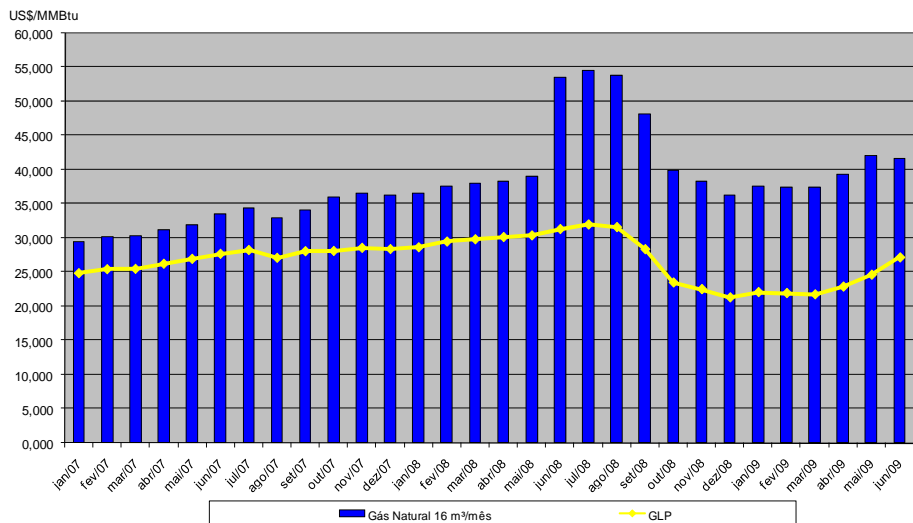
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

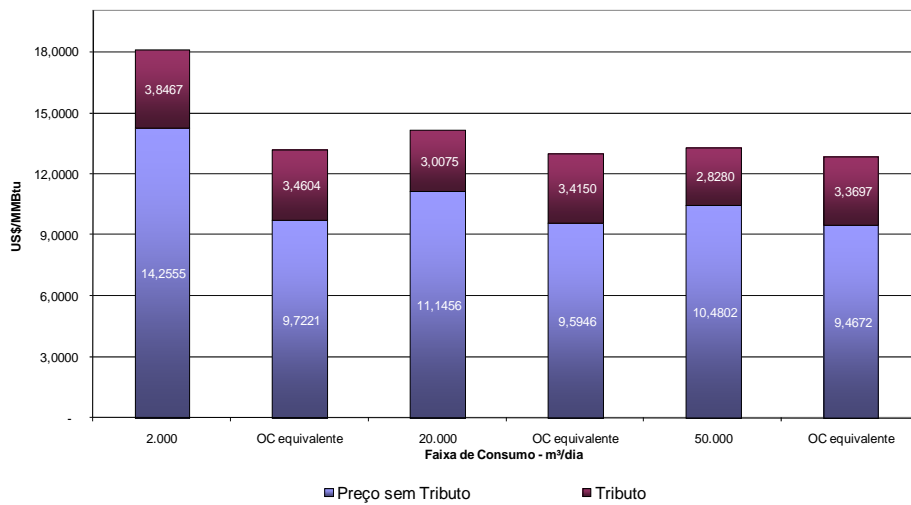
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



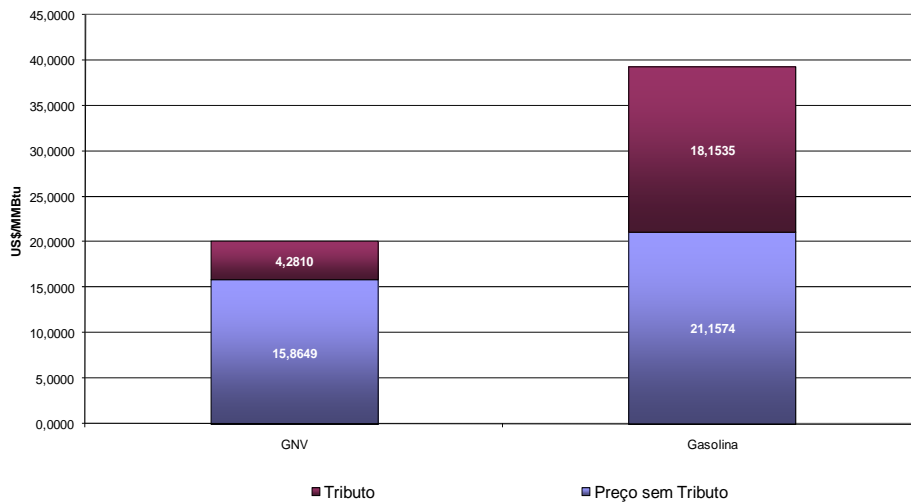
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
JUNHO DE 2009



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
JUNHO DE 2009



Poder Calorífico Superior (PCS)

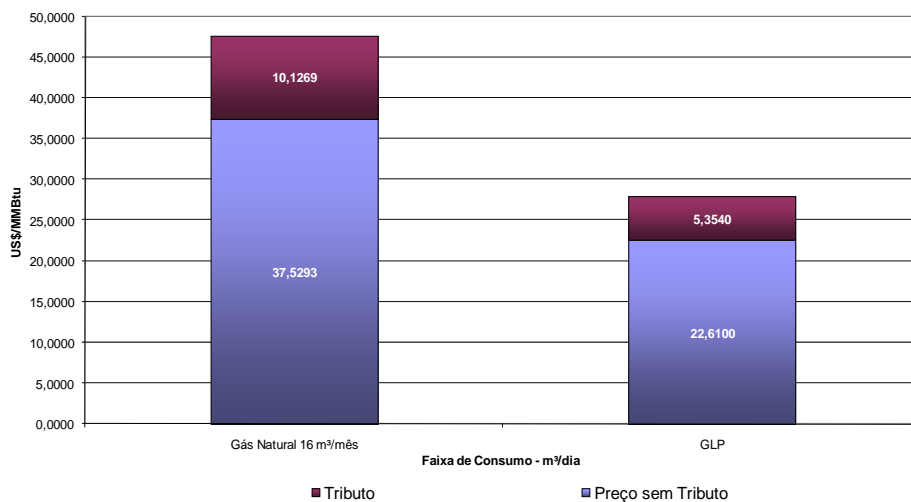
Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

Gás Natural:
9.400 kcal/m³

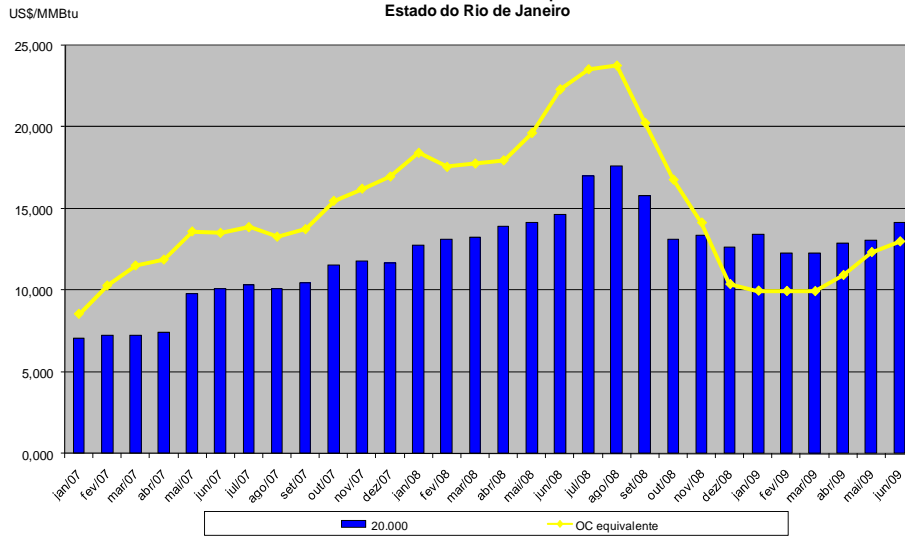
GLP:
11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
JUNHO DE 2009

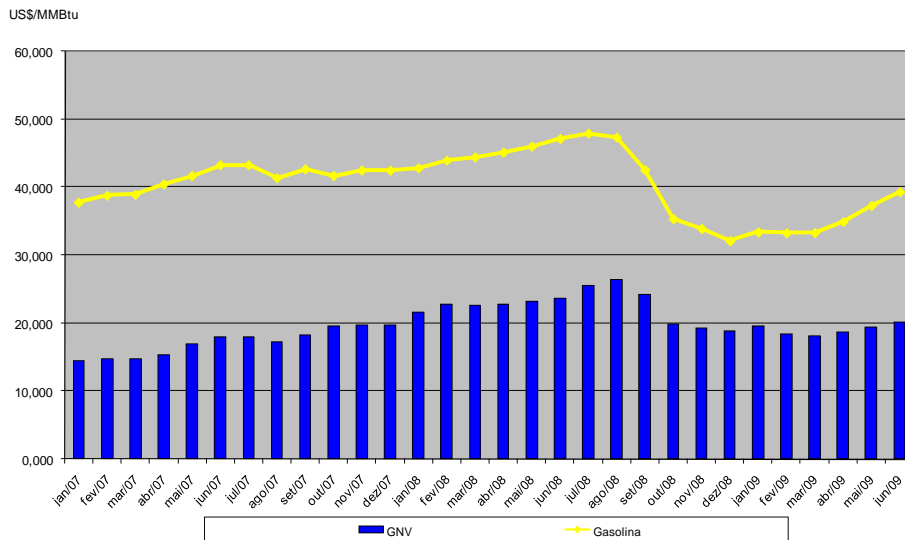


COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Seguimento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Poder Calorífico Superior (PCS)

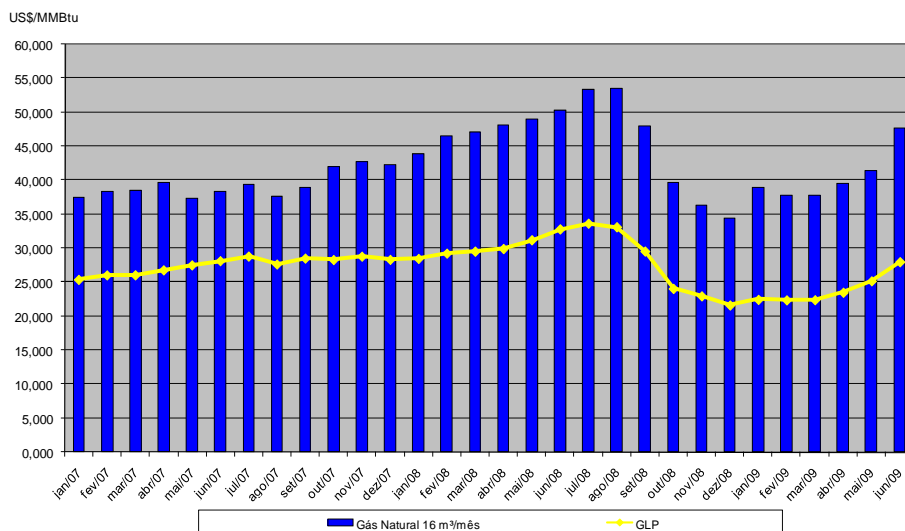
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP no Rio de Janeiro



GASODUTO DE TRANSPORTE EXISTENTE

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Transportadora - Transpetro⁽¹⁾						
CANDEIAS x ARATU	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Aratu (BA) (Simões Filho)	20,0	12	1	1970
GASEB	Atalaia (SE)	Catu (BA) (Pojuca)	224,0	14	1,3	1974
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	14	1,2	1975
CANDEIAS x CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	37,0	12	1	1981
GASDUC II	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
NORDESTÃO I	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	EsVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASAN	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVIT	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	Urucu (AM)	Coari (AM)	281,0	18	4,1	1998
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASALP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
TOTAL - TRANSPETRO			4.313,0			
Transportadora - TBG⁽²⁾						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Araucária - Biguaçu	Araucária (PR)	Biguaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biguaçu - Siderópolis	Biguaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
TOTAL - TBG			2.593,2			
Transportadora - TSB⁽³⁾						
Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 03)	Canoas (RS)	Polo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
TOTAL - TSB			50,0			
Transportadora Gas Ocidente⁽⁴⁾						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
TOTAL BRASIL			7.223,2			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

TBG: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

* Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

** Gasoduto transportando GLP. Irá transportar GN após a conclusão do GLP duto Urucu - Coari

GASODUTOS NO EXTERIOR DEDICADOS À EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Trecho Boliviano - GTB⁽¹⁾						
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Est. Chiquitos (Bolívia)	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Gas Oriente Boliviano⁽²⁾						
Est. Chiquitos - Brasil	Est. Chiquitos (Bolívia)	Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Trecho Argentino - TGM⁽³⁾						
Aldea Brasileira - Uruguiana	Aldea Brasileira (Argentina)	Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

(1) TBG - dez/05

(2) www.gasorienteboliviano.com

(3) http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Trim08-027/Gasoductos.pdf

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás TransBolívia S.A.

* Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL (KM)

	Até 1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Acumulado	4.004	5.434	5.434	5.716	5.718	5.737	5.762	5.762	6.424	7.178
Realizado no Ano		1.430	0	282	2	19	25	0	662	754

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, jul/09.

AMPLIAÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL DO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (polegadas)	Capacidade (MM m³/dia)	Km Enterrado	Licenças e Autorizações a Receber	Início da Construção e Montagem	Início de Operação
TOTAL GERAL			2.373,0			1.158,1			
Malha Nordeste			187,0			0,0			
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	187,0	24	5 a 15	0,0	LO, AO	fev-09	set-10
Malha Sudeste			849,0			156,6			
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15,0	8,5	LO, AO	jul-08	out-10
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	38	40,0	80,8	LO, AO	jul-08	nov-09
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	0,0	LI, AC, LO, AO	set-09	mai-10
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Beim (MG)	268,0	16 - 18	6,9	0,0	LO, AO	mai-09	abr-10
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	0,0	LI, AC, LO, AO	set-09	mai-10
GASBAR	Paulínea (SP)	Barueri (SP)	100,0	16	5,0	0,0	LP, LI, AC, LO, AO	A definir	jan-14
Paulínia - Jacutinga	Paulínea (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5,0	67,3	LO, AO	out-08	out-09
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	11,0	10	2,0	0,0		A definir	2009
GASENE			954,0			618,5			
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20,0	618,5	LO, AO	abr-08	mar-10
Malha Norte			383,0			383,0			
Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	383,0	LO e AO	jul-06	set-09

GASODUTOS EM CONSTRUÇÃO

(R) Dados Revisadas neste boletim

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Jul/09.

LP: Licença Prévia

LI: Licença de Instalação

LO: Licença de Operação

AC: Autorização de Construção

AO: Autorização de Operação

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m³/dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	6	dez-08	jan-09
COMPLEXO DE GNL	14	A definir	jan-13
Terminal de Liquefação de Gás – OFF SHORE	10	A definir	jan-15

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, jul/09.

DESTAQUES DO PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO (PAC) NA ÁREA DE GÁS NATURAL

Destaques do mês de julho:

- 12/07/2009 – Iniciada a produção no campo de Abalone (Parque das Conchas)
- 31/07/2009 – Início do aproveitamento de gás na área de Jabuti

Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até junho/2009:

- Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté
 - Enterramento de 8,5 km de tubos, de um total de 96 km
 - Túnel: Escavação de 185 m
- Gasoduto Cacimbas – Catu
 - Enterramento de 618,5 km de tubos, de um total de 954 km
- Gasoduto Paulínia - Jacutinga
 - Enterramento de 67,3 km de tubo, de um total de 93 km
- Gasoduto GASDUC III
 - Enterramento de 80,8 km de tubo, de um total de 178,5 km
 - Túnel: Escavação de 3.111 m, de um total de 3.750 m
- Gasoduto Pilar – Ipojuca
 - Abertura de pista de 30,7 km, de um total de 187 km

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN / MME, julho/2009.

LEI DO GÁS

No final de 2008, o novo marco regulatório do setor de gás natural foi aprovado pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal. A Lei 11.909/2009, mais conhecida como Lei do Gás, foi sancionada pelo Presidente da República em 04 de março de 2009 e abre novas perspectivas para o setor no Brasil.

Entre os avanços que a nova Lei trouxe e que contribuirão para a consolidação da indústria do gás natural no Brasil, destacam-se a introdução do regime de concessão para novos gasodutos, a atribuição de competência ao MME no planejamento da expansão da malha de transporte, a regulamentação das atividades de estocagem e de armazenamento, o acesso regulado aos gasodutos e o tratamento legal aos aspectos da contingência no suprimento.

A regulamentação da Lei 11.909/2009 está em andamento. A primeira minuta de Decreto, elaborada pelo Ministério de Minas e Energia, foi disponibilizada às associações que reúnem os principais agentes do setor, que apresentaram suas sugestões e comentários aos técnicos do Ministério. O próximo passo será a consolidação dessas sugestões para subsidiar a elaboração da versão final do texto.

Fontes: DGN/MME, julho/2009.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m³/dia)
TOTAL BRASIL			61.980,0
REGIÃO SUDESTE			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.400,0
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	3.500,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	600,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	5.400,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	5.400,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	400,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2003	1.500,0
DPP-Cacimbas Módulo I Peroá	Linhares (ES)	2006	3.600,0
DPP-Cacimbas Módulo II Peroá	Linhares (ES)	2008	1.900,0
Total Sudeste			29.200,0
REGIÃO NORDESTE			
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	1.980,0
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.400,0
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.800,0
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.000,0
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	2.000,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
Total Nordeste			23.180,0
REGIÃO NORTE			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	600,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
Total Norte			9.600,0

Fonte: ANP/SRP, conforme a Portaria ANP n.º 28/99.

CONVERSÕES DE UNIDADES – VALORES TÍPICOS*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	0,028 BCM (bilhões m³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)	28,32 BCM (bilhões m³)
1 MMBTU	26,81 m³
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)	3,60 milhões m³/dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)	4,50 milhões m³/dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)	7,00 milhões m³/dia

* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

GNL: Conversão de volume 600:1 e densidade 0,46 kg/m³;

Consumos em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado: valores típicos de referência (variam de térmica para térmica);

ACOMPANHAMENTO DO TERMO DE COMPROMISSO (TC)

ANO		2009	2009	2010	a partir de 2010
SEMESTRE		1º Sem	2º Sem	1º Sem	2º Sem
SECO	CCBS (Euzébio Rocha)	0	0	193	193
	Eletrobolt (Barbosa Lima Sobrinho)	325	325	325	325
	Ibiritermo (Aureliano Chaves)	0	212	212	212
	Juiz de Fora	79	79	79	79
	Norte Fluminense - Preço 1	400	400	400	400
	Norte Fluminense - Preço 2	100	100	100	100
	Norte Fluminense - Preço 3	200	200	200	200
	Norte Fluminense - Preço 4	85	85	85	85
	Nova Piratininga (Fernando Gasparian)	261	261	522	522
	Piratininga 1 e 2 (óleo)	0	0	0	0
	Piratininga 3 e 4 (óleo)	260	260	260	260
	Macaé Merchant (Mário Lago)	885	885	885	885
	Termorio Total (Gov. Leonel Brizola)	998	998	998	998
	Três Lagoas (Luís Carlos Prestes)	191	191	191	191
TOTAL	3.784	3.996	4.450	4.450	
S	Araucária	230	230	458	458
	Canoas (Sepé Tiaraju)	153	153	153	153
	TOTAL	383	383	611	611
NE	FAFEN (Rômulo Almeida)	125	125	125	125
	Fortaleza	327	327	327	327
	Termobahia (Celso Furtado)	150	150	150	150
	Termo Ceará (S. C. Jereissati)	217	217	217	217
	Termopernambuco	494	494	494	494
	Vale do Açu (Jesus Soares Pereira)	285	285	285	285
TOTAL	1.597	1.597	1.597	1.597	
TOTAL GERAL		5.765	5.977	6.659	6.659

CVUS DAS TÉRMICAS DO TC

UTE's a gás natural integrantes do TC	Custo Variável (R\$/MWh)
REGIÃO SE/CO	
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - TC	250,87
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - Teste	149,67
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - Leilão	168,32
Aureliano Chaves (Ibiritermo)	77,46
Juiz de Fora	150,00
Norte Fluminense - Patamar 1	37,80
Norte Fluminense - Patamar 2	51,93
Norte Fluminense - Patamar 3	90,69
Norte Fluminense - Patamar 4	131,68
Fernando Gasparian (Nova Piratininga)	317,98
Mário Lago (Macaé Merchant)	253,83
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - Leilão	141,42
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - Teste	147,56
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - TC	214,48
Luís Carlos Prestes (Três Lagoas) - Teste	140,34
Luís Carlos Prestes (Três Lagoas) - Leilão	116,07
REGIÃO SUL	
Araucária	219,00
Sepé Tiaraju (Canoas)	385,22
REGIÃO NE	
Rômulo Almeida (FAFEN-BA)	188,15
Termofortaleza	102,72
Celso Furtado (Termobahia)	204,43
Termo Ceará (Sen. C. Jereissati)	492,29
Termo Ceará (Sen. C. Jereissati) - Leilão	176,78
Termopernambuco	70,16
Jesus Soares Pereira (Termoaçu)	287,83

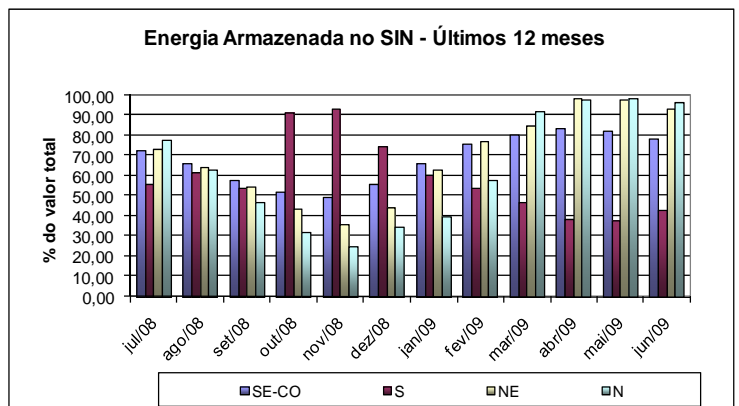
Fonte: ONS, Fax-Preço semana operativa - 25/07/2009 a 31/07/2009

EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWh)

Semana	CMO SE-CO	CMO S	CMO NE
27/06/2009 a 03/07/2009	49,33	49,33	42,30
04/07/2009 a 10/07/2009	37,19	37,19	29,64
11/07/2009 a 17/07/2009	29,94	29,94	24,90
18/07/2009 a 24/07/2009	19,47	19,47	16,79
25/07/2009 a 31/07/2009	20,29	20,29	20,29

Fonte: ONS, julho 2009.

NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS



USINAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

UTE em Operação				
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG
Norte Fluminense	cc	869	4,35	RJ
Uruguaiana	cc	640	4,37	RS
Cuiabá	cc	529	4,37	MT
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	ca	206	7,30	MS
Santa Cruz	cc	766	5,37	RJ
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA
Araucária	cc	484	4,57	PR
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ
Camaçari	ca	347	7,77	BA
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,85	RJ
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	258	7,46	MS
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,85	RJ
Termopernambuco	cc	533	4,35	PE
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	386	5,02	SP
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE
UTE em Construção				
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,20	SP

Usinas a Gás Natural Vendidas no Último Leilão de Geração de Empreendimentos Novos

Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Leilão	Data
MC2 Cacimbaes	cc	127	4,89	ES	A-5	30/9/2008
Escolha	cc	338	4,89	ES	A-5	30/9/2008
MC2 Joinville	Motor cc	330	4,22	ES	A-5	30/9/2008
MC2 João Neiva	Motor cc	330	4,22	SE	A-5	30/9/2008
José de Alencar	Motor cc	300	5,49	CE	A-3	17/9/2008
Linhares	ca	204	5,66	ES	A-3	17/9/2008

Fontes: ANEEL/Petrobras, julho 2009.