

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>Reserva Nacional por Estado</i>	5
<i>Destinação do Gás Natural Nacional</i>	6
<i>Importações e Oferta Interna</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural</i>	8
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	10
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	11
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	12
<i>Preços</i>	13
<i>Competitividade</i>	14
<i>Infraestrutura de Transporte</i>	20
<i>Destques do PAC e Lei do Gás</i>	22
<i>UPGN's e Tabela de Conversões de Unidades</i>	23
<i>UTES a Gás Natural no Brasil, CMO e Níveis dos Reservatórios</i>	24

APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

A oferta total ao mercado de gás natural apresentou, em novembro de 2010, um aumento de 4,0% em relação ao mês anterior, chegando a 79,10 milhões de m³/dia. Essa elevação se deu, basicamente, em razão do incremento de 17,8% no consumo em geração termelétrica, que chegou a 31,60 milhões de m³/dia (+ 4,77 milhões m³/dia).

Esse aumento resultou na elevação da oferta de gás nacional, que registrou crescimento de 5,9% em relação a outubro de 2010, alcançando 33,69 milhões de m³/dia. A produção de gás natural cresceu 1,9% em relação ao mês anterior (+ 1,24 milhões m³/dia) e novamente bateu o recorde do ano, com 66,21 milhões de m³/dia.

Na região Sudeste, destacamos o aumento na produção de gás associado no Espírito Santo e no Rio de Janeiro, e, em contrapartida, a queda na produção de gás não associado em São Paulo. Na região Nordeste, houve queda na produção de gás em todos os Estados produtores, com destaque para Sergipe, cuja produção de gás associado caiu 41,2% quando comparado ao mês anterior, em decorrência de manutenção de equipamentos da planta de processamento no campo de Piranema. Na região Norte, a elevação foi de 13,5% em comparação com outubro.

A queima de gás aumentou 22,7% em relação ao mês anterior em decorrência da entrada de um poço em Tupi ligado ao FPSO Cidade de Angra dos Reis. Foram registrados, ainda, problemas em compressores no FPSO Cidade de Niterói e Capixaba.

Já a oferta de gás natural importado subiu 2,69% (+ 1,19 milhões m³/dia), encerrando o mês em 45,42 milhões de m³/dia. O volume de GNL regaseificado nas plantas de Pecém e da Baía de Guanabara teve um crescimento de 4,52%, subindo para 17,59 milhões de m³/dia, em razão do aumento do despacho termelétrico. A quantidade de gás importado da Bolívia oscilou positivamente em 1,65%, chegando a 28,86 milhões de m³/dia.

Em relação ao consumo nas distribuidoras, houve queda de 1,30 milhões m³/dia no segmento industrial e crescimento de 4,77 milhões m³/dia no segmento termelétrico. Nos demais setores, o consumo permaneceu estável. Destaque para as quedas no consumo não térmico apresentadas pela Comgás (SP) e Bahiagás (BA), de 0,38 milhões m³/dia cada.

No âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), destacamos a comunicação da declaração de comercialidade das acumulações de petróleo e gás natural nas áreas de Tupi e Iracema.

Boa leitura a todos e Feliz Ano de 2011.

Departamento de Gás Natural.

boletimdogas@mme.gov.br

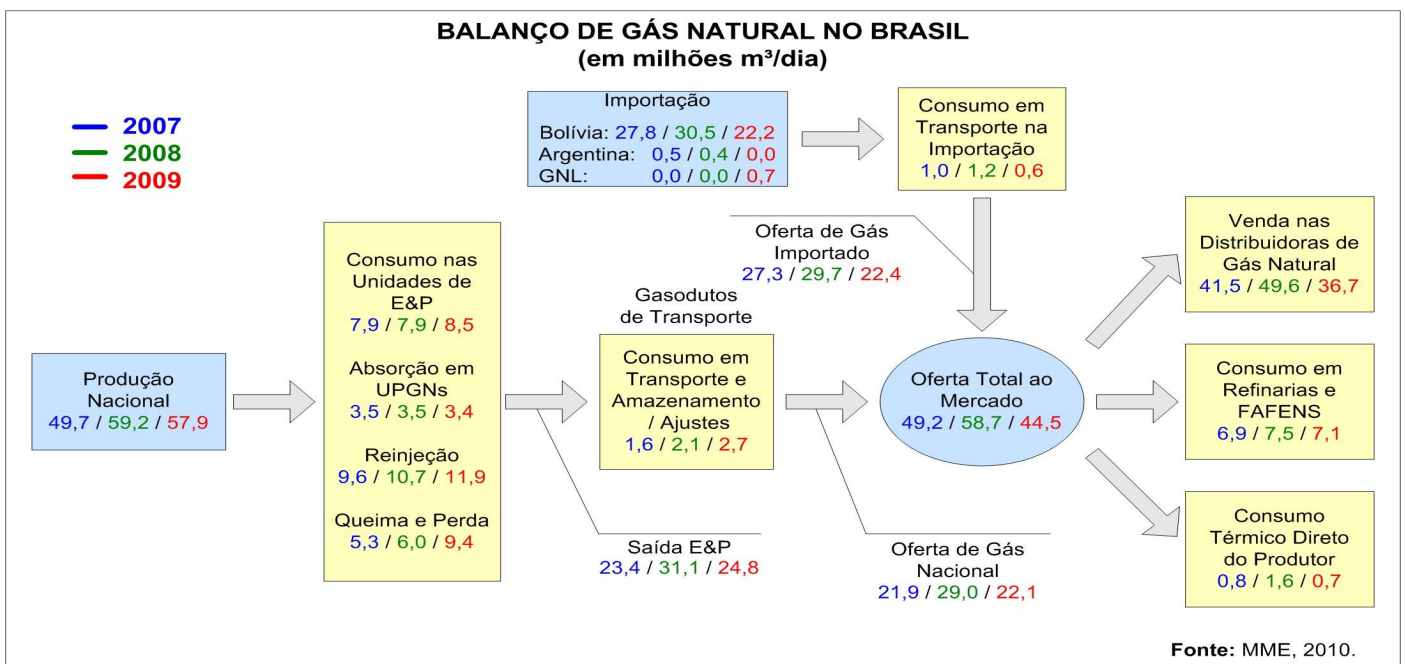
BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
PRODUÇÃO NACIONAL	49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21		62,26
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	12,78	11,66	12,51	12,52	12,35	12,48	12,35	12,25	11,24	11,11	10,31		11,96
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,93	8,33	7,22	7,03	7,13	5,79	5,66	6,16	6,56	5,50	6,75		6,64
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,26	9,45	9,66	10,16	10,20	10,12	9,98	9,59	9,41	9,16	9,49		9,68
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,36	2,80	3,47	2,20	2,58	3,93	2,75	2,77	3,41	4,06	2,31		2,97
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,50	3,38	3,45	3,76	3,69	3,39	3,63	3,64	3,46	3,34	3,66		3,54
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	23,74	24,90	23,24	25,54	26,14	27,22	28,03	28,11	29,85	31,81	33,69		27,48
IMPORTAÇÃO	28,30	30,92	22,92	21,87	27,31	25,90	23,38	29,08	35,00	34,92	44,22	48,15	45,22	46,45		34,68
Bolívia	27,84	30,54	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86		27,10
Argentina	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,72	0,65	0,97	0,52	0,84	1,18	5,36	6,52	14,52	18,39	16,83	17,59		7,58
Consumo em transporte na importação	0,95	1,23	0,58	0,47	0,83	0,73	0,54	0,96	1,08	0,96	1,16	1,13	0,99	1,04		0,90
Oferta de gás importado ao mercado	27,35	29,69	22,35	21,40	26,48	25,16	22,84	28,12	33,92	33,96	43,06	47,02	44,23	45,42		33,78
OFERTA TOTAL AO MERCADO	49,08	58,69	44,45	45,13	51,37	48,40	48,39	54,26	61,14	61,98	71,17	76,87	76,04	79,10		61,26
Venda nas distribuidoras de gás natural	41,41	49,59	36,70	36,40	41,49	39,61	40,15	44,19	49,71	48,67	59,11	62,77	59,77	62,41		49,48
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,89	7,50	7,09	8,14	8,95	8,00	7,46	8,83	9,03	11,11	8,99	8,84	10,36	9,76		9,04
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoçu/Euzébio Rocha)	0,79	1,60	0,66	0,60	0,93	0,79	0,78	1,23	2,39	2,20	3,08	5,26	5,90	6,94		2,74
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	52,6%	48,5%	48,0%	52,8%	48,2%	44,5%	45,2%	39,5%	38,8%	41,8%	42,6%		44,9%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS. Dez/10

* Os volumes de gás natural absorvido em UPGNs foram revisados, conforme dados remetidos pela PETROBRAS.

** Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.



Equipe do Departamento de Gás Natural:

Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Hugo Leonardo Gosmann, Aldo Barroso Cores Junior, Hermann Helinski de Araújo, Breno Peixoto Cortez, Juliano Vilela Borges, Matheus Batista Bodnar, André Barros Martins e Fernando Massaharu Matsumoto

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21	22
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863

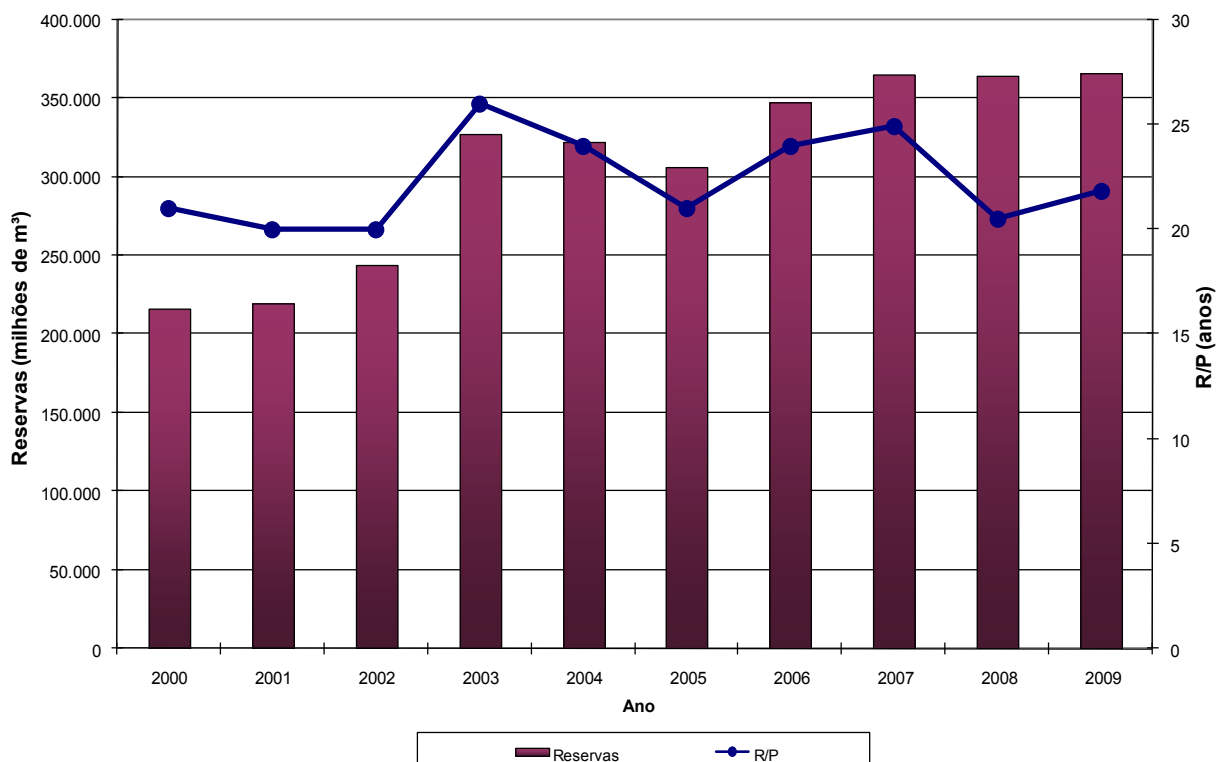
Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, dezembro de 2010.

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	2007	2008	2009	2010												2010
	Média	Média	Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
Terra	17,22	17,19	16,56	16,81	16,64	16,42	16,78	16,82	16,74	16,67	16,82	16,41	14,97	16,30		16,49
Mar	32,51	41,97	41,35	41,74	43,89	43,13	44,43	45,27	46,18	45,72	45,69	47,51	50,00	49,91		45,77
Gás Associado	37,02	39,77	46,50	45,94	46,67	46,57	47,59	48,17	47,14	47,21	47,23	45,88	44,69	47,89		46,82
Gás Não Associado	12,72	19,39	11,41	12,62	13,85	12,98	13,62	13,93	15,77	15,18	15,28	18,04	20,28	18,32		15,44
TOTAL	49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21		62,26

Fonte: ANP, dezembro 2010

RESERVAS X R/P (BRASIL)



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

UF	LOCALIZAÇÃO	2007 Média	2008 Média	2009 Média	2010												2010 Média
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AM	Subtotal	9,72	10,23	10,36	10,47	10,43	10,37	10,72	10,77	10,94	11,00	10,90	10,32	9,32	10,58	10,53	
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,47	10,43	10,37	10,72	10,77	10,94	11,00	10,90	10,32	9,32	10,58	10,53	
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,29	10,23	10,17	10,60	10,65	10,81	10,87	10,77	10,23	9,24	10,46	10,39	
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,19	0,20	0,21	0,13	0,12	0,13	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12	0,14	
CE	Subtotal	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,12	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,11	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,12	
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,12	
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
RN	Subtotal	2,96	2,54	2,09	1,85	2,02	2,04	2,04	2,05	1,99	1,98	1,89	1,90	1,83	1,39	1,91	
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,73	0,72	0,71	0,76	0,78	0,73	0,75	0,73	0,74	0,71	0,75	0,74	
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,12	1,30	1,33	1,28	1,27	1,26	1,23	1,17	1,16	1,12	0,64	1,17	
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,19	1,17	1,28	1,32	1,25	1,22	1,24	1,19	1,25	1,34	1,18	1,24	
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,66	0,85	0,75	0,72	0,80	0,77	0,74	0,70	0,65	0,49	0,21	0,67	
AL	Subtotal	2,48	2,23	2,03	2,06	2,12	2,00	2,02	2,03	1,87	1,69	1,76	1,84	1,64	1,54	1,87	
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,83	1,83	1,75	1,69	1,70	1,56	1,36	1,44	1,52	1,35	1,26	1,57	
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,23	0,29	0,24	0,33	0,33	0,30	0,33	0,32	0,32	0,29	0,28	0,30	
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,87	0,81	0,77	0,75	0,74	0,65	0,65	0,60	0,62	0,56	0,52	0,68	
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,19	1,31	1,23	1,27	1,29	1,22	1,03	1,16	1,22	1,09	1,02	1,18	
SE	Subtotal	1,50	2,35	2,62	2,75	2,65	2,71	2,96	3,14	3,24	3,01	3,41	3,42	3,46	2,20	3,00	
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,25	0,27	0,34	0,26	0,27	0,25	0,25	0,23	0,26	0,27	0,27	0,27	
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,50	2,39	2,37	2,69	2,87	2,99	2,76	3,18	3,16	3,19	1,93	2,73	
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,33	2,23	2,29	2,54	2,72	2,82	2,60	3,00	3,02	3,06	1,80	2,58	
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,42	0,43	0,42	0,42	0,42	0,42	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,41	
BA	Subtotal	7,24	9,22	8,37	8,93	8,97	8,92	8,36	8,32	9,18	9,28	9,85	10,47	10,23	10,15	9,33	
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,17	3,05	2,96	3,01	3,05	3,05	3,05	3,32	3,33	3,09	3,20	3,12	
	Mar	3,18	5,70	5,16	5,76	5,92	5,97	5,35	5,27	6,13	6,23	6,53	7,14	7,14	6,95	6,22	
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,71	1,62	1,64	1,48	1,51	1,43	1,47	1,71	1,78	1,66	1,77	1,61	
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,22	7,35	7,28	6,87	6,82	7,75	7,81	8,14	8,70	8,58	8,38	7,72	
ES	Subtotal	2,64	7,68	2,94	3,83	4,65	4,41	5,51	5,89	6,39	6,19	6,21	9,08	10,89	12,71	6,89	
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,35	0,33	0,29	0,33	0,26	0,21	0,26	0,21	0,24	0,23	0,24	0,27	
	Mar	2,41	7,24	2,64	3,48	4,32	4,12	5,18	5,64	6,19	5,93	6,00	8,84	10,66	12,47	6,62	
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	1,64	1,72	2,16	2,01	2,07	1,65	2,28	2,71	2,98	2,84	4,57	2,42	
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	2,19	2,93	2,25	3,49	3,82	4,74	3,91	3,51	6,10	8,05	8,14	4,47	
RJ	Subtotal	21,99	24,00	28,76	27,80	28,87	28,11	28,69	29,01	28,43	28,12	27,39	25,74	25,74	27,42	27,76	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,80	28,87	28,11	28,69	29,01	28,43	28,12	27,39	25,74	25,74	27,42	27,76	
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,80	28,85	28,11	28,67	28,94	28,29	27,84	26,99	25,74	25,74	27,38	27,67	
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,00	0,02	0,00	0,03	0,07	0,14	0,28	0,40	0,00	0,00	0,04	0,09	
SP	Subtotal	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,89	0,78	0,74	0,74	1,00	0,96	1,01	1,72	0,13	0,86	
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,89	0,78	0,74	0,74	1,00	0,96	1,01	1,72	0,13	0,86	
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,09	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,09	
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,84	0,69	0,60	0,61	0,87	0,84	0,89	1,60	0,01	0,77	
PR	Subtotal	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Mar	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Associado	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total Brasil		49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21	62,26	

Fonte: ANP, dezembro 2010

RESERVA NACIONAL POR ESTADO (EM MILHÕES DE M³)

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Amazonas	Total	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397
	Terra	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	28.350	27.956	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748
	Gás Não Associado	16.052	16.593	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649
Ceará	Total	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784
	Gás Associado	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	Total	20.678	19.849	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031
	Terra	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656
	Mar	16.841	15.931	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376
	Gás Associado	9.256	8.568	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325
	Gás Não Associado	11.422	11.281	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706
Alagoas	Total	7.233	6.769	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490
	Terra	5.961	5.616	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665
	Mar	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825
	Gás Associado	1.140	1.231	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183
	Gás Não Associado	6.094	5.538	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307
Sergipe	Total	5.646	4.996	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448
	Terra	786	864	820	861	829	768	814	761	989	925
	Mar	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523
	Gás Associado	3.912	3.380	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520
	Gás Não Associado	1.734	1.617	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927
Bahia	Total	20.991	19.967	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371
	Terra	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203
	Mar	205	193	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169
	Gás Associado	9.733	9.410	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319
	Gás Não Associado	11.258	10.558	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052
Espírito Santo	Total	8.303	11.787	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698
	Terra	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640
	Mar	5.477	9.499	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058
	Gás Associado	1.245	711	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839
	Gás Não Associado	7.058	11.076	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859
Rio de Janeiro	Total	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165
	Gás Associado	102.465	105.039	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747
	Gás Não Associado	1.050	1.207	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418
São Paulo	Total	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189
	Gás Associado	0	0	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249
	Gás Não Associado	4.669	4.273	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940
Paraná	Total	43	68	34	61	26	15	9	569	610	688
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4
	Mar	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684
	Gás Associado	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4
Santa Catarina	Total	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230
	Gás Associado	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

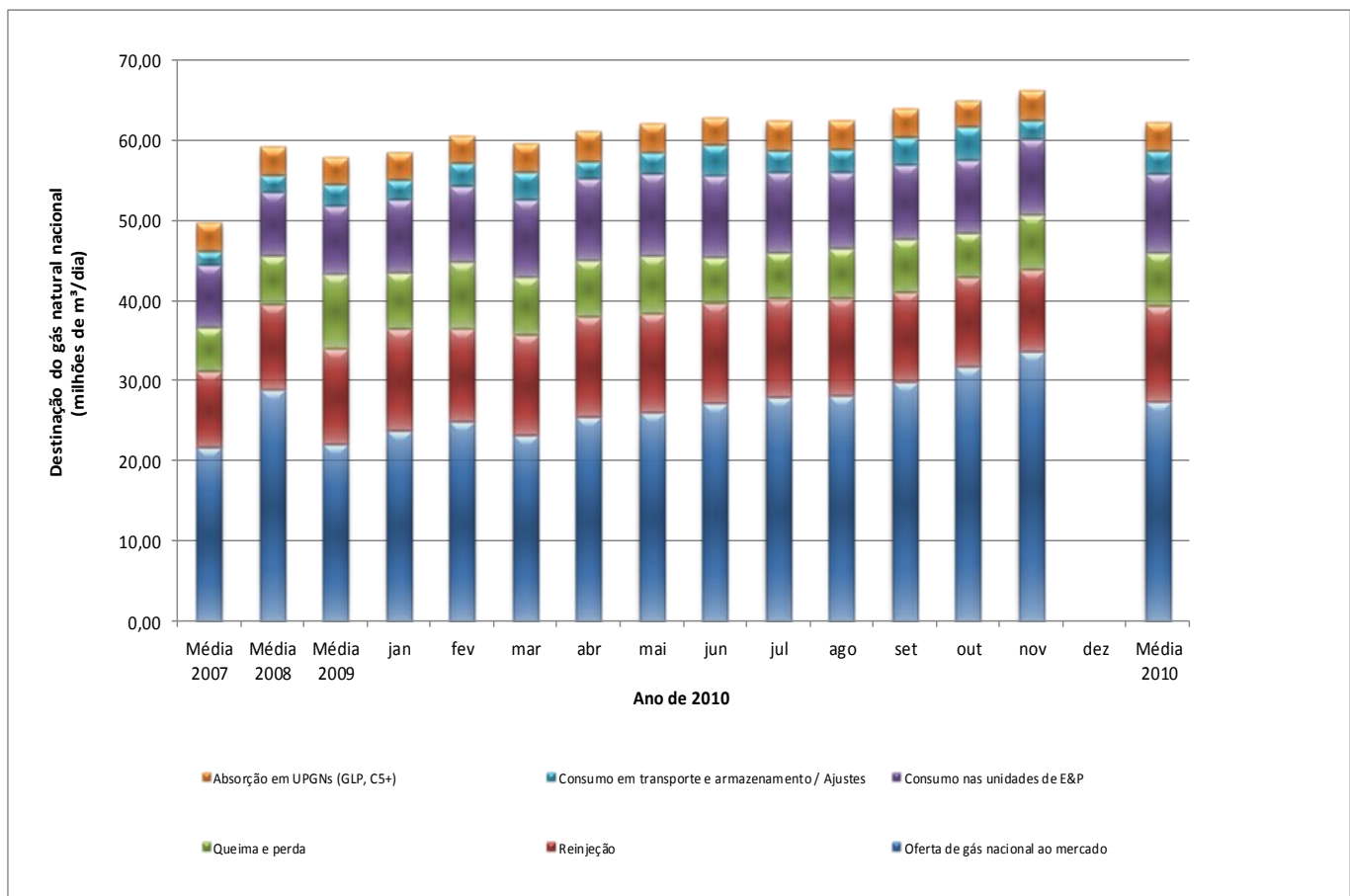
Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, dezembro de 2010.

DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
PRODUÇÃO NACIONAL	49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21		62,26
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	12,78	11,66	12,51	12,52	12,35	12,48	12,35	12,25	11,24	11,11	10,31		11,96
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,93	8,33	7,22	7,03	7,13	5,79	5,66	6,16	6,56	5,50	6,75		6,64
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,26	9,45	9,66	10,16	10,20	10,12	9,98	9,59	9,41	9,16	9,49		9,68
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,36	2,80	3,47	2,20	2,58	3,93	2,75	2,77	3,41	4,06	2,31		2,97
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,50	3,38	3,45	3,76	3,69	3,39	3,63	3,64	3,46	3,34	3,66		3,54
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	23,74	24,90	23,24	25,54	26,14	27,22	28,03	28,11	29,85	31,81	33,69		27,48
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	52,6%	48,5%	48,0%	52,8%	48,2%	44,5%	45,2%	39,5%	38,8%	41,8%	42,6%		44,9%

Fonte: ANP e PETROBRAS. Dez/10

GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			2005	2006	2007	2008	2009	2010												
			Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
Bolívia	TBG	Petrobras	22,38	24,44	26,90	30,52	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86		27,10
		BG	0,65	0,50	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
	EPE		0,65	0,57	0,55	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
	Subtotal		23,68	25,52	27,84	30,54	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86		27,10
Argentina	Sulgás (TSB)		0,96	1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
	Subtotal		0,96	1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	0,72	0,65	0,97	0,52	0,84	1,18	5,36	6,52	14,52	18,39	16,83	17,59		7,58
Terminal GNL de Pecém *			0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,65	0,97	0,42	0,84	1,18	2,92	2,90	3,43	4,48	4,74	4,65		2,47
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	2,44	3,62	11,08	13,92	12,09	12,94		5,11
TOTAL			24,64	26,82	28,30	30,92	22,92	21,87	27,31	25,90	23,38	29,08	35,00	34,92	44,22	48,15	45,22	46,45		34,68
Consumo em transporte na importação			0,44	0,72	0,95	1,23	0,58	0,47	0,83	0,73	0,54	0,96	1,08	0,96	1,16	1,13	0,99	1,04		0,90
Oferta de gás importado			24,20	26,10	27,35	29,69	22,35	21,40	26,48	25,16	22,84	28,12	33,92	33,96	43,06	47,02	44,23	45,42		33,78

Fontes: ANP e TBG, dezembro 2010

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

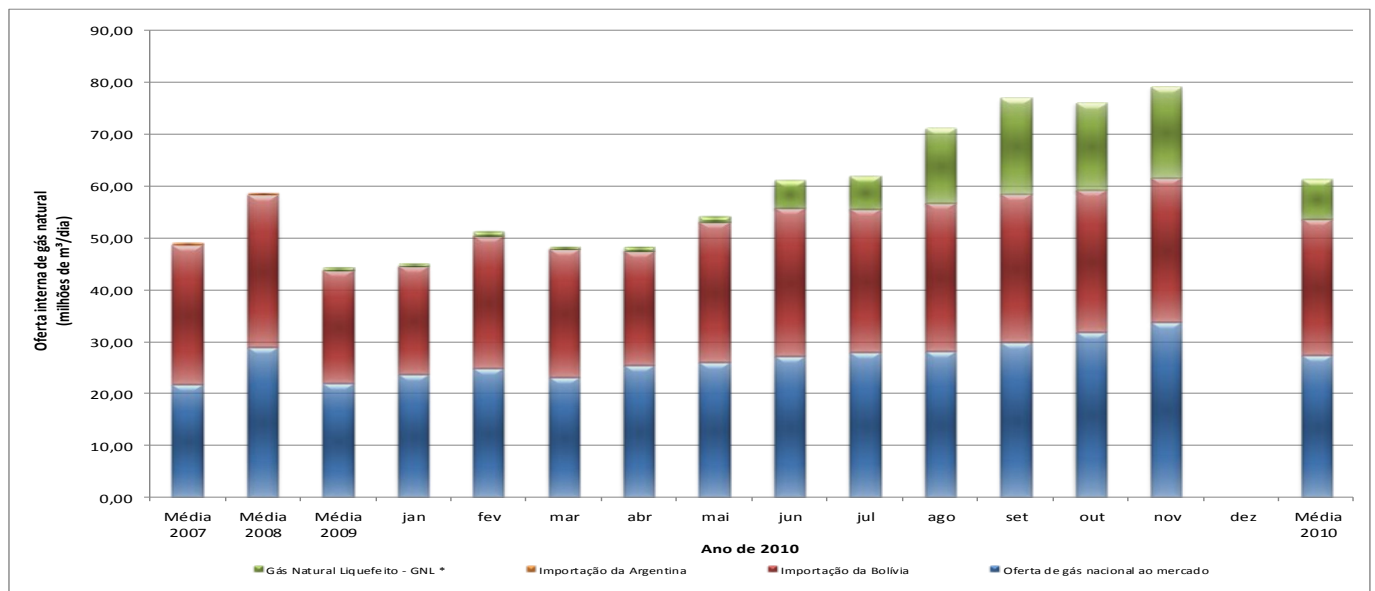
IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
11/2010	21.629.227	43.519.024	95.436	9,61	Guiné Equatorial	Pecém - CE
11/2010	69.819.080	183.728.237	402.913	7,35	Catar	Rio de Janeiro - RJ
11/2010	25.441.875	65.486.189	143.610	7,51	Emirados Árabes Unidos	Pecém - CE
11/2010	28.446.709	62.884.540	137.905	8,75	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
11/2010	24.290.746	61.545.345	134.968	7,63	Reino Unido	Pecém - CE
11/2010	10.691.741	26.140.140	57.325	7,91	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
12/2010	28.460.740	69.188.050	151.728	7,96	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
12/2010	24.099.499	60.718.322	133.154	7,68	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
12/2010	42.920.515	104.842.510	229.918	7,92	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
12/2010	4.555.654	11.210.300	24.584	7,86	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2010	757.013.912	2.109.559.711	4.626.227			

Fonte: Aliceweb - MDIC, jan/2010.

* FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro. Os valores são calculados considerando-se a massa específica do GNL de 456 kg/m³, a razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1 e o poder calorífico do gás natural de 9.900 kcal/m³.

GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



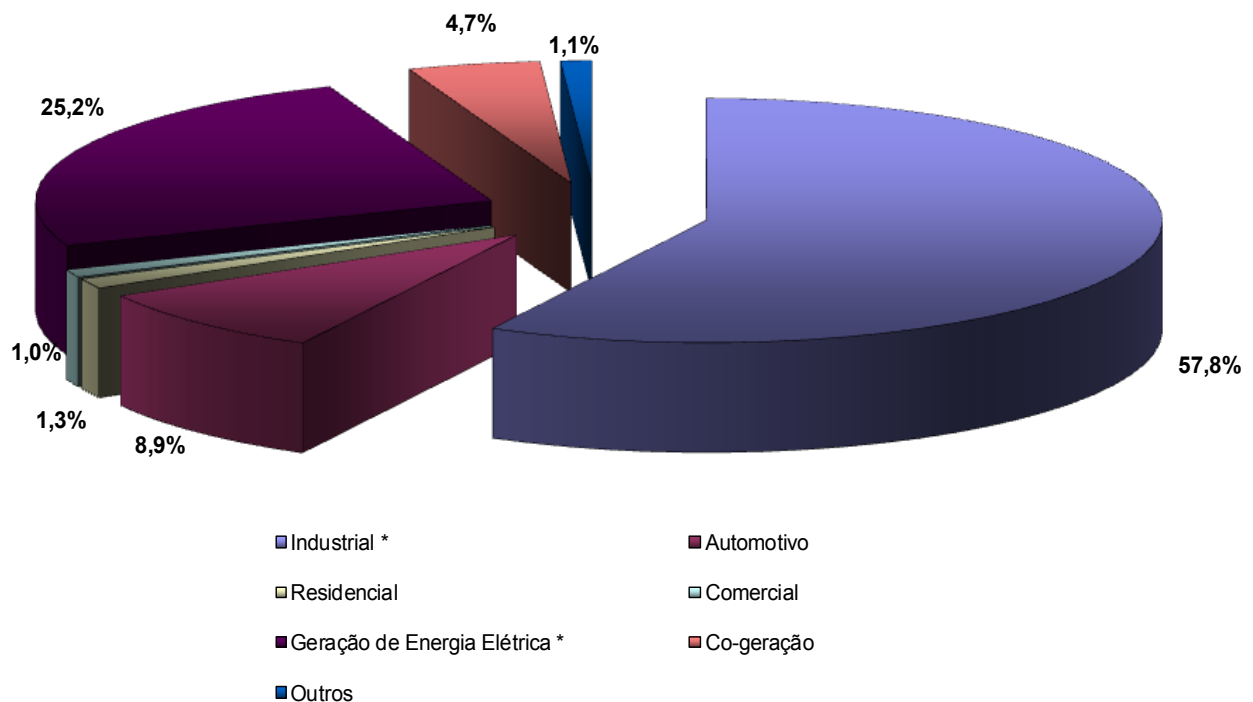
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2010 Média %
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	32,24	33,40	28,96	32,16	34,42	32,96	33,08	34,39	35,35	38,17	36,37	36,47	38,53	37,23		35,38	57,8%
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,34	5,68	5,70	5,41	5,62	5,23	5,31	5,54	5,51	5,47	5,40		5,47	8,9%
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,58	0,55	0,63	0,77	0,83	0,90	0,95	0,87	0,93	0,91	0,81		0,79	1,3%
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,61	0,55	0,60	0,60	0,63	0,66	0,65	0,63	0,67	0,65	0,64		0,63	1,0%
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	2,92	7,00	5,16	5,04	9,55	15,20	13,13	23,92	29,45	26,83	31,60		15,43	25,2%
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,93	2,45	2,66	2,74	2,71	3,06	3,06	3,13	3,12	2,98	2,78		2,88	4,7%
Outros	0,23	0,15	0,64	0,60	0,72	0,70	0,73	0,51	0,73	0,71	0,70	0,70	0,67	0,65		0,67	1,1%
TOTAL	49,08	58,71	44,44	45,13	51,37	48,39	48,38	54,25	61,13	61,98	71,16	76,86	76,03	79,10		61,25	100,0%
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,57	15,12	15,64	16,58	16,12	16,47	17,43	16,36	16,00	16,28	16,55	15,46		16,18	
TOTAL GERAL	62,16	72,19	59,02	60,24	67,00	64,98	64,50	70,72	78,56	78,34	87,16	93,14	92,58	94,56		77,44	

* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, dezembro 2010

CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2010



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2010 Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,45	0,47	0,51	0,49	0,47	0,46	0,48	0,50	0,51	0,50	0,46		0,48	1%
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,65	3,60	3,59	3,59	3,44	3,83	3,96	3,57	3,82	3,70	3,33		3,64	7%
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	1,76	1,92	0,80	1,87	1,73	1,92	2,16	2,35	2,50	2,74	2,92		2,06	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01	0%
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	4,98	7,08	6,57	5,93	7,68	7,61	7,28	10,71	10,88	10,98	12,01		8,34	17%
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	3,70	4,67	4,48	3,03	4,23	6,28	5,91	9,01	9,75	6,61	8,93		6,05	12%
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	0,66	0,67	0,43	0,65	1,24	1,93	1,93	1,67	1,97	1,98	1,98		1,37	3%
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51		0,05	0%
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	11,77	12,68	12,87	12,66	12,99	13,87	13,09	14,49	15,02	15,30	14,13		13,53	27%
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	0,85	0,90	0,99	0,99	0,95	1,04	1,01	3,05	3,06	3,02	2,86		1,70	3%
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	0,97	1,00	1,02	2,54	2,34	3,04	3,12	2,92	3,22	2,86	2,96		2,36	5%
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,66	0,73	0,76	0,82	0,82	0,73	0,62		0,65	1%
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	1,69	1,99	1,89	1,84	2,45	2,60	2,84	3,28	3,41	3,18	3,46		2,60	5%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0%
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,00	0%
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,17	0,58	0,31	0,44	0,23	0,50	0,22	0,72	1,81	2,10	2,41		0,86	2%
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,35	0,37	0,38	0,37	0,36	0,37	0,39	0,38	0,38	0,37	0,37		0,37	1%
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,37	0,39	0,40	0,38	0,38	0,40	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40		0,40	1%
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,40	1,41	1,49	1,42	1,50	1,48	1,47	1,54	1,45	1,48	1,49		1,47	3%
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,53	1,64	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82	1,81	1,80	1,78	1,78		1,74	4%
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,25	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,28	0,28	0,29	0,28	0,28		0,27	1%
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,30	1,33	1,38	1,43	1,48	1,57	1,53	1,59	1,69	1,72	1,48		1,50	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	0,00	0,00	0,00		0,00	0%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,41	49,59	36,70	36,40	41,49	39,61	40,15	44,19	49,71	48,67	59,11	62,77	59,77	62,41		49,48	100%

Fonte: Abegás, dezembro 2010

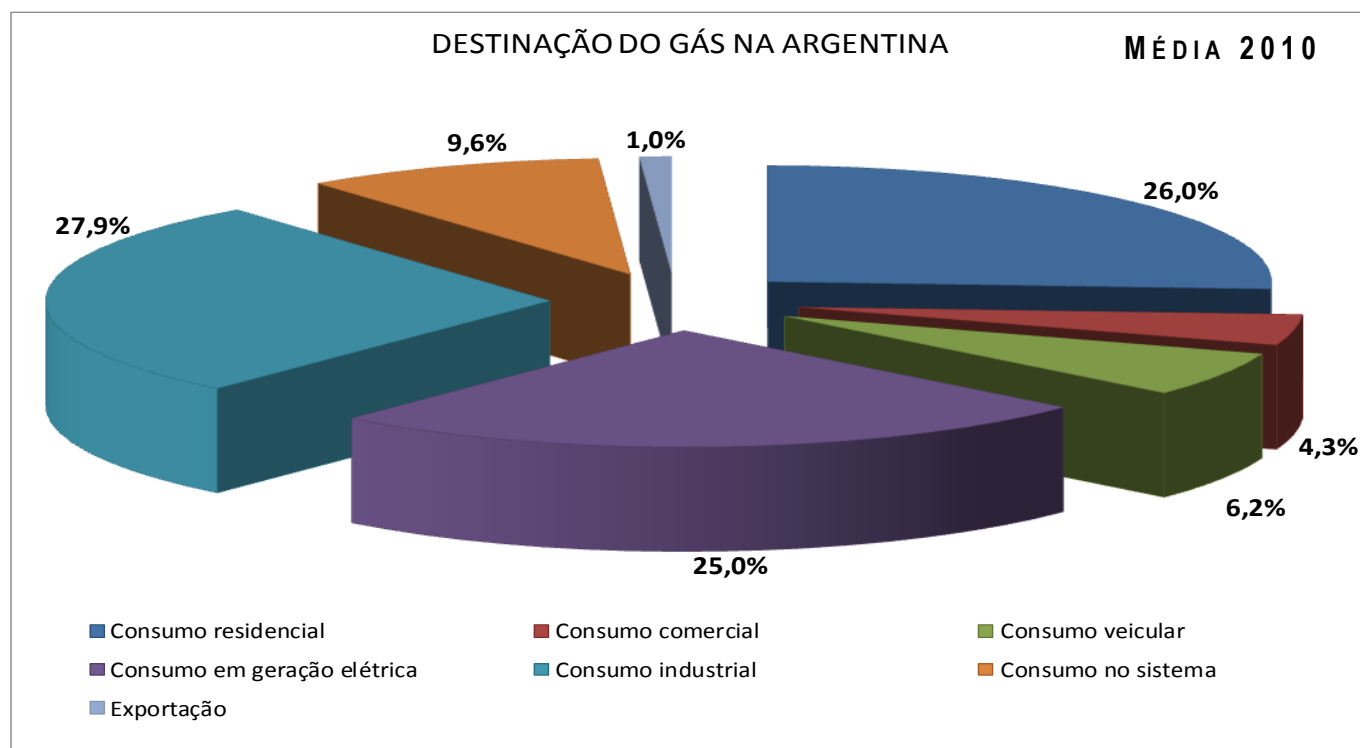
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2010 Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,45	0,47	0,51	0,49	0,47	0,46	0,48	0,50	0,51	0,50	0,45		0,48	1%
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,65	3,56	3,58	3,58	3,43	3,83	3,95	3,57	3,82	3,70	3,32		3,64	10%
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	1,76	1,92	0,80	1,87	1,73	1,92	2,16	2,35	2,50	2,74	2,92		2,06	6%
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01	0%
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,40	4,50	4,77	4,40	4,61	4,36	4,87	5,28	5,36	5,25	5,12		4,81	13%
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,34	2,50	2,44	2,44	2,29	2,23	2,24	2,21	2,07	2,14	2,12		2,27	6%
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,42	0,42	0,43	0,40	0,41	0,43	0,43	0,44	0,44	0,43	0,44		0,43	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	0,00	0,00	0,00		0,00	0%
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	11,77	12,31	12,68	12,65	12,66	13,05	12,85	12,98	12,91	13,05	12,67		12,69	34%
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,85	0,90	0,99	0,99	0,95	1,04	1,01	1,01	0,98	1,01	0,97		0,97	3%
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,95	0,96	0,98	0,98	0,92	0,99	0,98	1,02	0,99	1,02	1,03		0,98	3%
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,66	0,73	0,76	0,82	0,82	0,73	0,62		0,65	2%
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,57	1,74	1,71	1,73	1,75	1,78	1,88	1,87	1,92	2,03	2,06		1,82	5%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0%
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,00	0%
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,17	0,19	0,21	0,22	0,21	0,19	0,22	0,20	0,23	0,20	0,20		0,21	1%
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,35	0,37	0,38	0,37	0,36	0,37	0,39	0,38	0,38	0,37	0,37		0,37	1%
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,37	0,39	0,40	0,38	0,38	0,40	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40		0,40	1%
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,40	1,41	1,49	1,42	1,50	1,48	1,47	1,54	1,45	1,48	1,49		1,47	4%
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,53	1,64	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82	1,81	1,80	1,78	1,78		1,74	5%
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,25	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,28	0,28	0,29	0,28	0,28		0,27	1%
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,30	1,33	1,38	1,43	1,48	1,57	1,53	1,59	1,69	1,72	1,48		1,50	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	0,00	0,00	0,00		0,00	0%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	35,76	36,27	32,05	34,08	35,42	35,25	35,89	35,88	36,91	37,75	38,27	38,58	38,85	37,75		36,78	100%

Fonte: Abegás, dezembro 2010

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	128,13	128,49	125,12	129,18	127,01	126,96	132,32	133,25	134,03	133,74	131,08	127,81			130,05
Austral	23,53	22,86	26,24	26,20	28,18	28,06	27,16	28,93	30,03	31,88	31,28	29,43	27,96			28,91
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,24	14,35	14,29	13,75	14,75	14,86	14,83	14,55	14,64	14,79			14,50
Neuquina	76,64	74,85	71,54	68,61	70,88	69,74	70,58	73,31	73,00	72,30	73,33	72,80	71,05			71,56
Noroste	17,47	17,62	16,92	16,07	15,77	14,92	15,47	15,33	15,36	15,02	14,58	14,21	14,03			15,08
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	5,02	5,57	4,25	4,25	3,01	2,99	2,85	3,02	2,97	3,27			3,72
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	2,35	2,38	2,35	2,37	2,33	2,53	2,12	2,45	2,64	5,45			2,70
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	5,31	5,66	5,63	5,02	5,18	4,98	4,59	4,61	5,15	2,41			4,85
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	12,99	13,02	13,15	13,26	13,54	13,53	13,34	13,58	13,59	13,16			13,32
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	99,45	102,55	101,63	102,06	108,26	109,22	111,13	110,08	106,73	103,53			105,46
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	5,04	3,38	5,81	7,96	9,13	11,68	13,52	14,55	13,97	10,49	10,51			10,10
Importação da Bolívia	-	-	-	2,63	4,16	5,41	4,39	5,76	5,35	6,35	5,31	5,03	5,33			4,97
Importação GNL	-	-	-	0,75	1,66	2,55	4,74	5,92	8,17	8,20	8,66	5,46	5,18			5,13
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	103,68	99,86	106,27	106,99	109,61	118,95	121,95	125,22	124,15	116,72	113,41			114,31
Residencial	26,55	25,76	23,70	9,88	11,07	12,12	20,76	33,38	48,95	56,59	50,47	34,88	22,14			30,02
Comercial	4,00	4,49	4,41	2,35	2,73	2,76	3,87	5,51	7,17	7,79	7,48	5,56	4,10			4,93
Veicular	7,84	7,50	7,09	6,76	6,51	7,08	7,24	7,31	7,20	7,45	7,03	7,54	7,46			7,16
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	40,50	40,70	37,67	30,92	25,13	17,55	16,90	20,90	26,78	31,27			28,83
Industriais	33,39	33,63	30,19	34,02	36,58	35,36	34,31	35,03	27,34	23,54	26,64	33,91	35,63			32,24
Consumo no sistema	-	-	-	6,35	8,68	12,00	12,51	12,59	13,74	12,95	11,63	8,05	12,81			11,13
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	2,24	1,26	2,61	1,62	0,97	0,79	0,58	0,58	0,50	0,62			1,18
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00
Chile	6,40	1,98	2,09	2,17	1,12	2,49	1,39	0,82	0,54	0,34	0,34	0,30	0,42			0,99



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

	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	40,24	41,72	41,99	36,74	32,97	39,32	40,12	37,29	43,30	44,46	44,42	45,19	44,74	43,96			41,58
Reinjeção	3,03	2,16	0,88	1,35	1,39	0,65	0,53	0,84	0,14	0,00	0,03	0,00	0,01	0,01			0,36
Queima e perda	0,41	0,22	0,22	0,19	0,12	0,12	0,12	0,22	0,12	0,12	0,14	0,50	0,29	0,51			0,23
Consumo nas unidades de E&P	0,76	0,78	0,80	0,78	0,72	0,77	0,78	0,76	0,79	0,80	0,80	0,80	0,79	0,80			0,78
Convertido em líquido	0,54	0,51	0,49	0,45	0,43	0,45	0,47	0,45	0,48	0,48	0,47	0,48	0,48	0,47			0,47
Consumo no Transporte	n/d	0,80	0,85	0,90	0,71	0,93	0,85	0,91	1,09	0,93	1,02	0,96	1,04	1,04			0,95
DISPONIBILIZADO	35,50	37,24	38,74	33,08	29,60	36,40	37,37	34,11	40,68	42,13	41,96	42,45	42,13	41,13			38,80
CONSUMO INTERNO DE GÁS	4,27	5,03	5,72	6,38	6,04	6,17	6,90	7,52	7,41	7,43	7,63	7,78	7,62	7,78			7,23
Residencial	n/d	0,07	0,09	0,12	0,11	0,13	0,12	0,13	0,13	0,15	0,14	0,16	0,14	0,16			0,14
Comercial	n/d	0,06	0,07	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09	0,12	0,09	0,10	0,11			0,09
Veicular	n/d	0,69	0,89	1,08	1,18	1,18	1,19	1,20	1,24	1,22	1,27	1,27	1,26	1,27			1,23
Geração Elétrica	n/d	2,50	2,88	3,11	2,82	2,93	3,58	4,08	3,97	3,95	3,89	4,05	3,98	4,07			3,73
Refinarias	n/d	0,22	0,26	0,26	0,23	0,24	0,24	0,26	0,23	0,27	0,29	0,27	0,26	0,27			0,26
Indústria	n/d	1,48	1,52	1,72	1,63	1,61	1,69	1,76	1,76	1,75	1,92	1,94	1,88	1,90			1,78
EXPORTAÇÃO	31,23	32,22	33,02	26,70	23,56	30,23	30,47	26,60	33,27	34,68	34,33	34,68	34,50	33,36			31,57
BRASIL	26,50	27,60	30,51	22,04	21,02	26,22	25,24	22,36	27,77	29,56	28,28	29,62	29,71	28,30			26,81
Petrobras	24,43	26,62	30,48	22,04	21,02	26,22	25,24	22,36	27,77	29,56	28,28	29,59	29,70	28,30			26,80
EPE	1,12	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	0,00			0,00
BG	0,94	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00
ARGENTINA	4,74	4,62	2,52	4,66	2,54	4,01	5,23	4,24	5,50	5,12	6,05	5,06	4,79	5,06			4,76

Fontes:

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

Produção: YPFB

Exportação: PEB

Legenda:

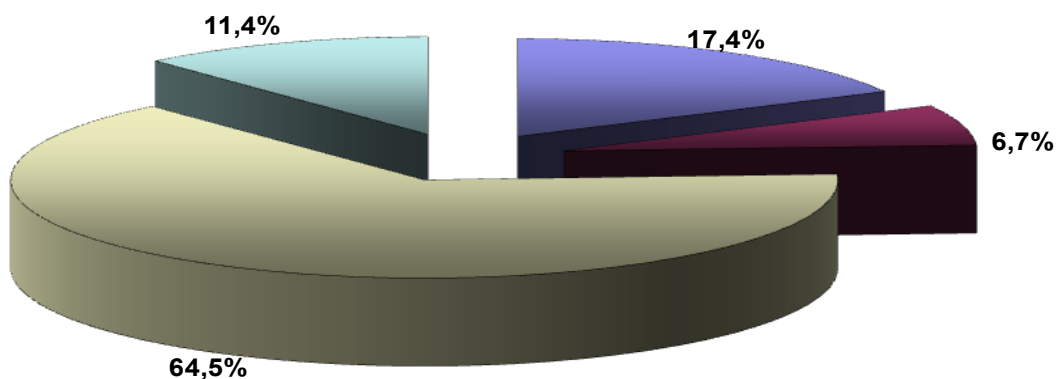
EPE: Empresa Produtora de Energia

n/d: não disponível

Poder Calorífico:Gás Boliviano: 9 316 kcal/m³

PRODUÇÃO TOTAL DE GÁS BOLIVIANO

MÉDIA 2010



■ CONSUMO INTERNO DE GÁS ■ NÃO DISPONIBILIZADO ■ BRASIL ■ ARGENTINA

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

	Média	Média	Média	Média	2010												Média
	2006	2007	2008	2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2010
PRODUÇÃO NACIONAL	6,02	5,51	5,93	4,33	3,64	3,34	2,40	3,50	3,44	3,51	n/d	n/d	n/d				3,30
IMPORTAÇÃO *	15,78	6,63	1,18	4,35	6,22	4,95	9,62	7,49	8,06	8,20	n/d	n/d	n/d				7,42
OFERTADO AO MERCADO	21,80	12,15	7,11	8,68	9,87	8,29	12,02	10,99	11,50	11,71	n/d	n/d	n/d				10,73
CONSUMO INTERNO DE GÁS	21,80	12,15	7,11	8,68	9,87	8,29	12,02	10,99	11,50	11,71	11,14	11,78	11,48				10,98
Residencial e Comercial	1,44	1,45	1,22	1,29	0,88	0,97	1,01	1,46	1,78	2,27	2,59	2,27	1,91				1,68
Veicular	0,09	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	1,45	1,39	1,38	1,43	1,42				0,80
Geração Elétrica	6,12	2,71	1,35	2,31	4,21	2,86	6,40	4,98	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05				2,07
Industriais	2,58	0,91	0,22	0,62	1,39	1,10	1,53	1,74	5,59	5,47	4,95	5,74	5,84				3,70
Petroquímica e Refinaria	11,53	6,97	4,25	4,38	3,32	3,30	3,01	2,73	2,59	2,47	2,11	2,23	2,20				2,66
Outros	0,04	0,05	0,04	0,05	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06				0,05

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 e englobam a importação de GNL e a importação por gasodutos da Argentina

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

	Média	Média	Média	2010												Média
	2007	2008	2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2010
IMPORTAÇÃO	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
GNL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,18	0,10	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,44		0,20
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 próprio setor energético	0,02	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería

PREÇOS DE GÁS NATURAL (NOVEMBRO DE 2010)

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 (parcela fixa + parcela variável)			10,5908	0,6768	19,3919	18,4287	17,9384
Sudeste	Gás Nacional (parcela fixa + parcela variável)			10,2896	0,6576	20,6143	16,5163	15,6893
	Gás Importado	Commodity		5,7539	0,3677			
		Transporte		1,7610	0,1125			
Sul	Gás Importado	Commodity		5,7448	0,3671	18,5420	16,6023	16,2315
		Transporte		1,7566	0,1123			
Centro Oeste	Gás Importado	Commodity		6,7267	0,4299	19,3506	15,7622	15,0832
		Transporte		1,7848	0,1141			
<p>Fonte: MME/SPG/DGN, dez/2010. Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central. Os dados do preço ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nos dados disponibilizados em publicações específicas.</p>								
Dólar de conversão R\$/US\$ (nov/10):					1,7133			

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
PPT	3,21	3,44	3,71	4,21	3,86	4,08	4,10	4,14	4,22	4,20	4,23	4,25	4,27	4,32	4,38	4,40		4,24

Fonte: MME/SPG/DGN, dez/10.

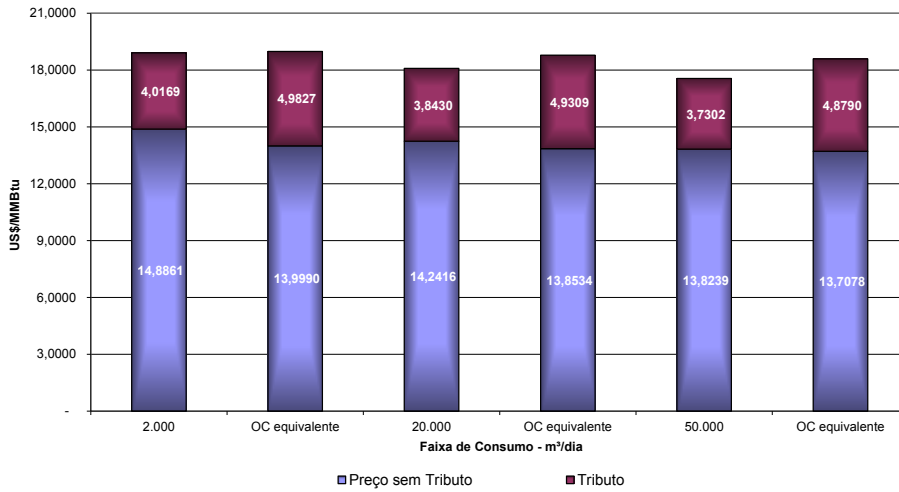
Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
Henry Hub	8,89	6,74	6,98	8,86	3,95	5,82	5,32	4,29	4,03	4,14	4,80	4,63	4,32	3,90	3,41	3,71		4,40
Petróleo Brent	9,74	11,60	12,92	17,28	10,96	13,58	13,12	14,06	15,12	13,39	13,34	13,51	13,73	13,86	14,74	15,20		13,97
Petróleo WTI	10,10	11,59	12,87	17,74	10,99	13,95	13,60	14,48	15,04	13,12	13,41	13,60	13,65	13,39	14,59	15,00		13,99
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	54,65	65,13	72,53	97,01	61,50	76,20	73,63	78,89	84,89	75,16	74,87	75,85	77,07	77,79	82,74	85,33		78,40
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	56,68	65,08	72,26	99,58	61,68	78,31	76,34	81,25	84,44	73,62	75,29	76,32	76,62	75,17	81,89	84,20		78,50

Fonte: Petrobras, dez/10.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

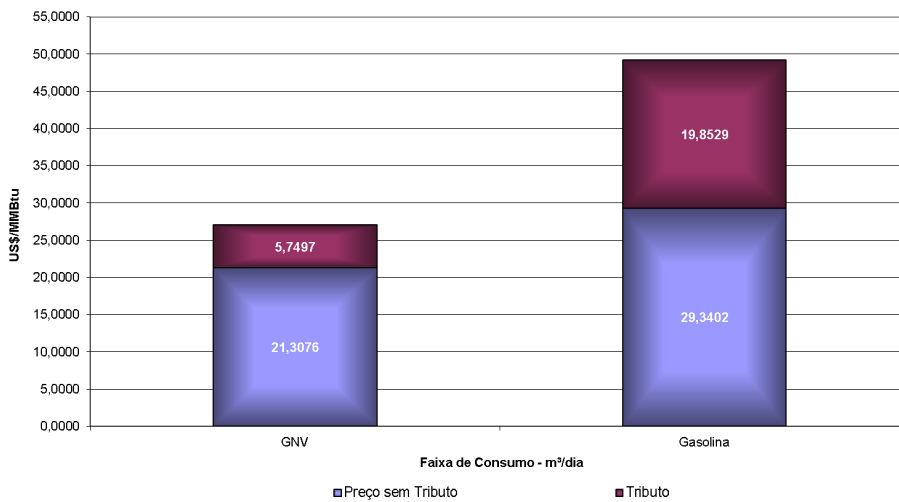
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1na Bahia
NOVEMBRO DE 2010



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.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
NOVEMBRO DE 2010



Poder Calorífico Superior (PCS)

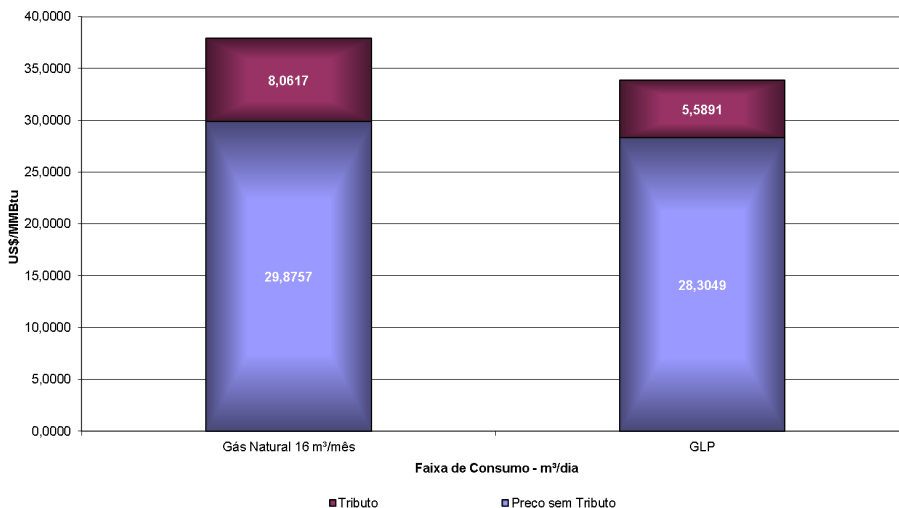
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

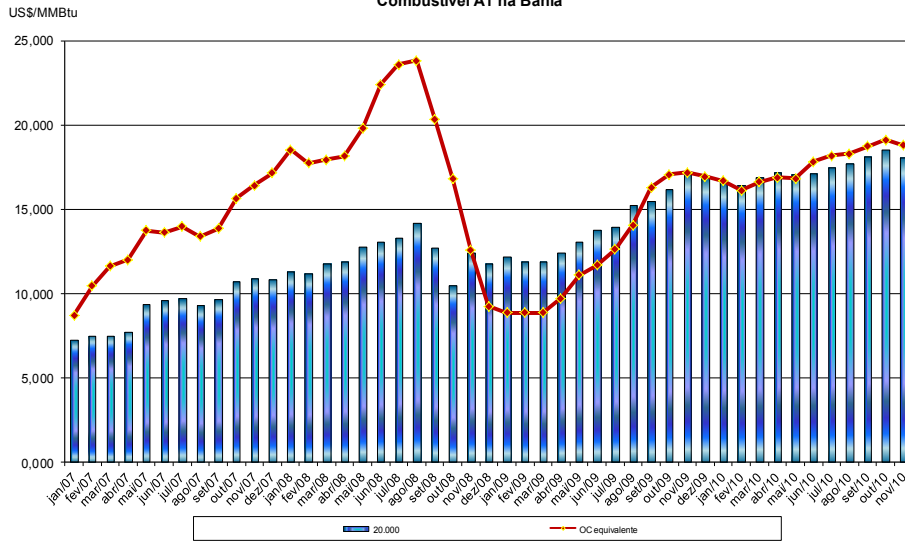
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
NOVEMBRO DE 2010



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

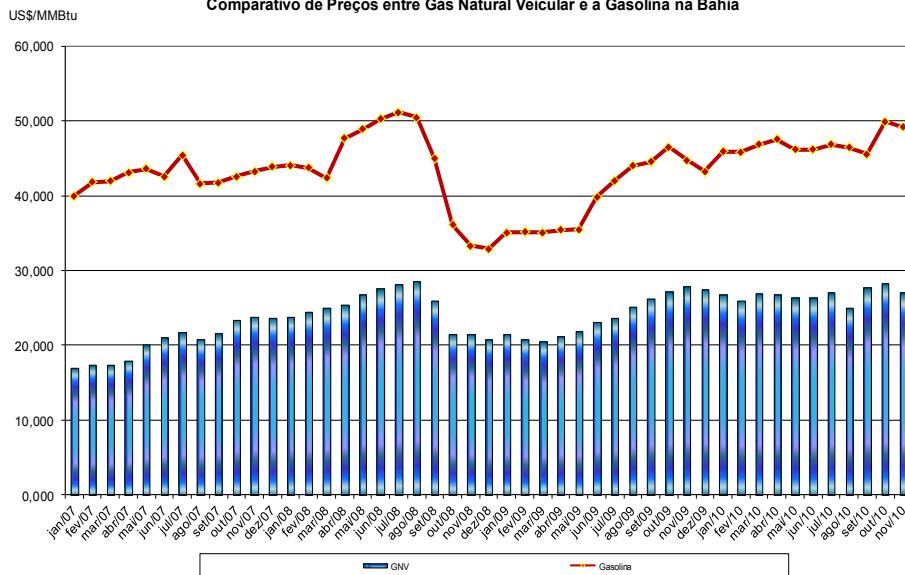
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



Preço dos combustíveis ao consumidor final.

20 000 OC equivalente

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

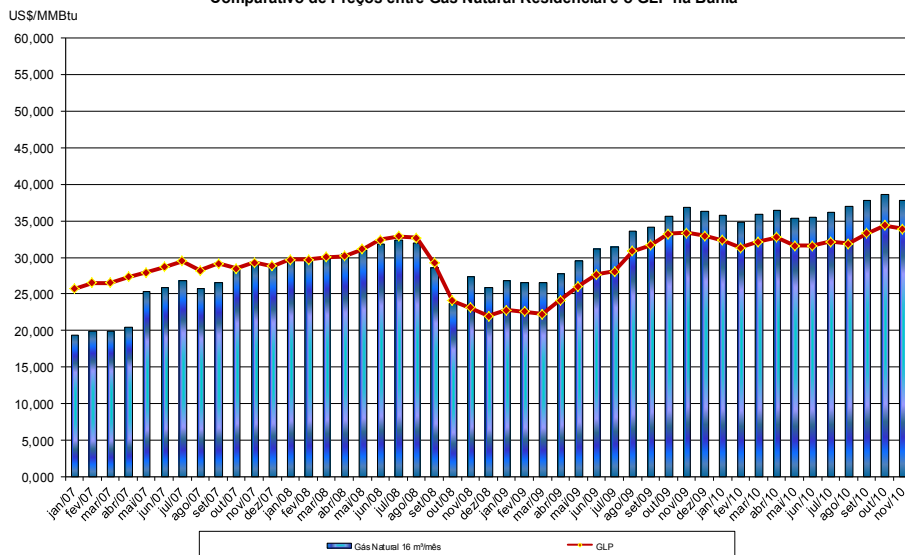
Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

GNV Gasolina

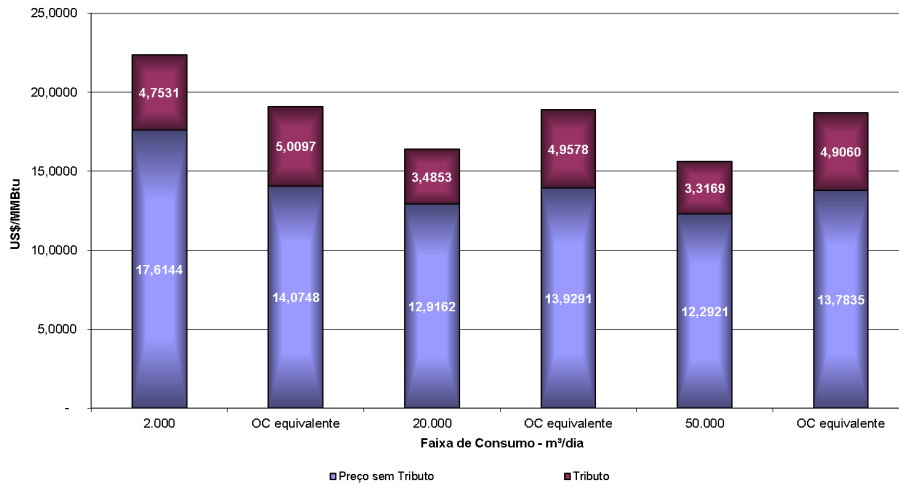
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



Gás Natural 16 m³/mês GLP

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

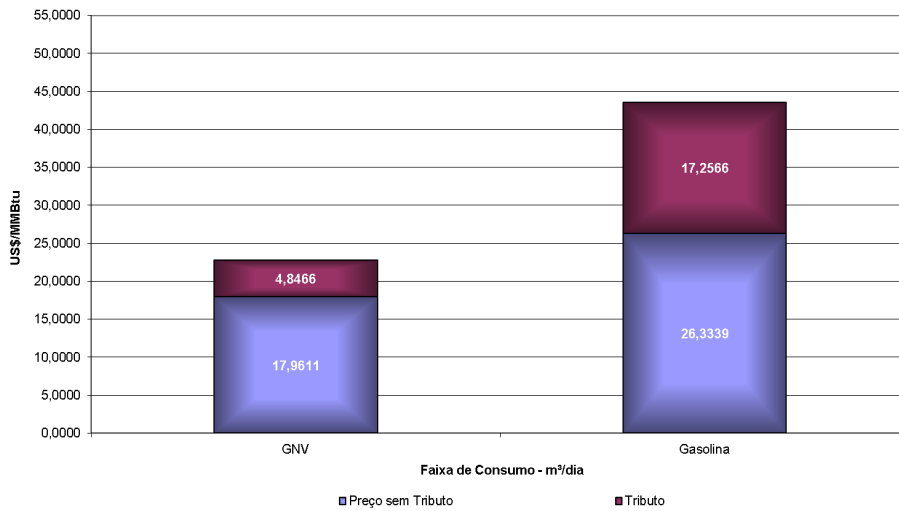
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
NOVEMBRO DE 2010



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.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
NOVEMBRO DE 2010



Poder Calorífico Superior (PCS)

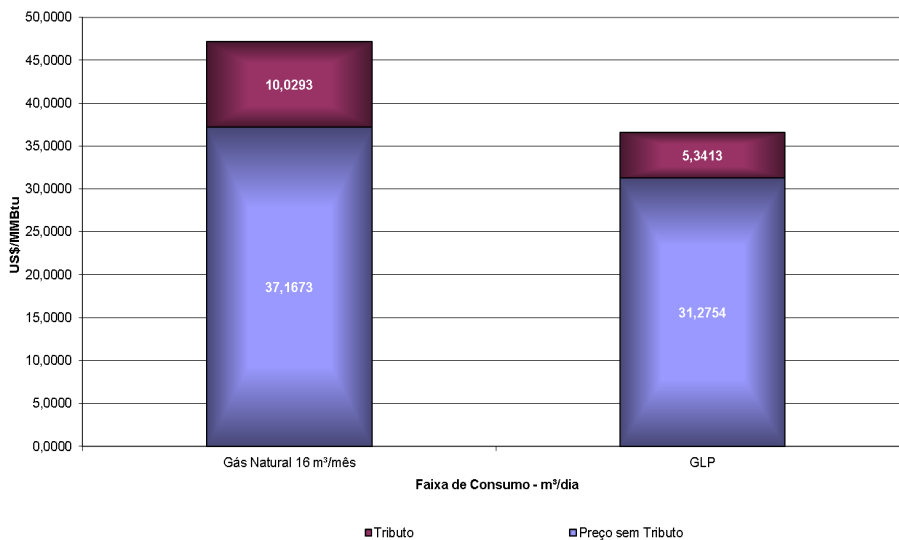
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

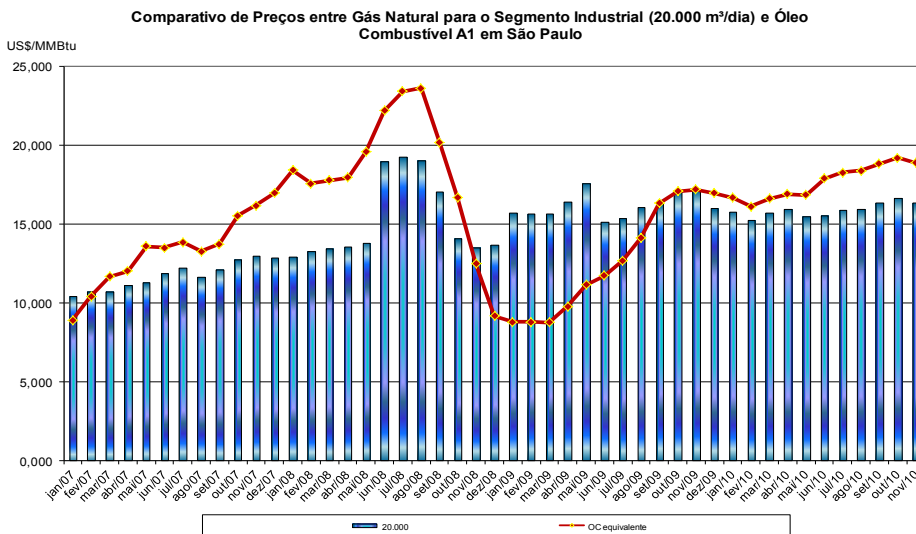
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

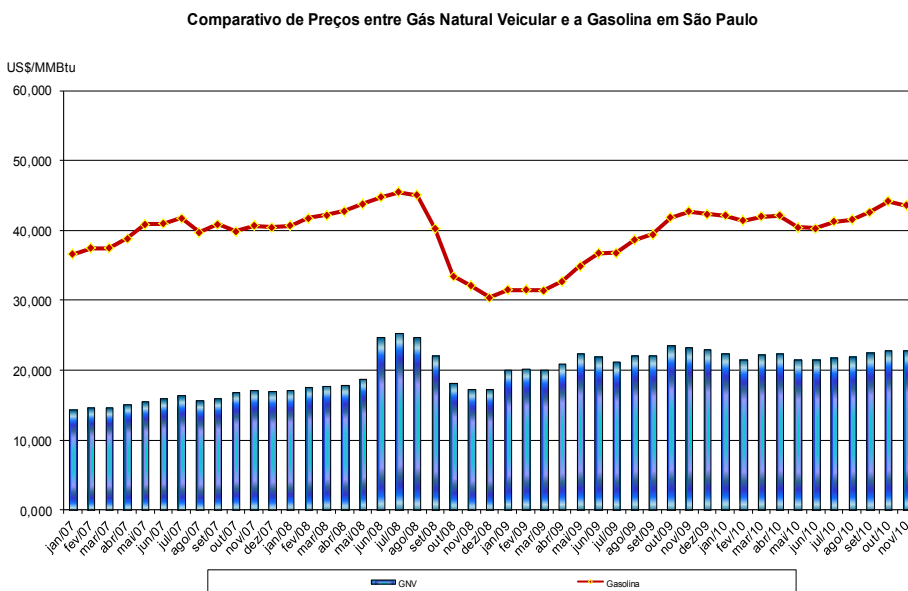
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
NOVEMBRO DE 2010



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)



Preço dos combustíveis ao consumidor final.



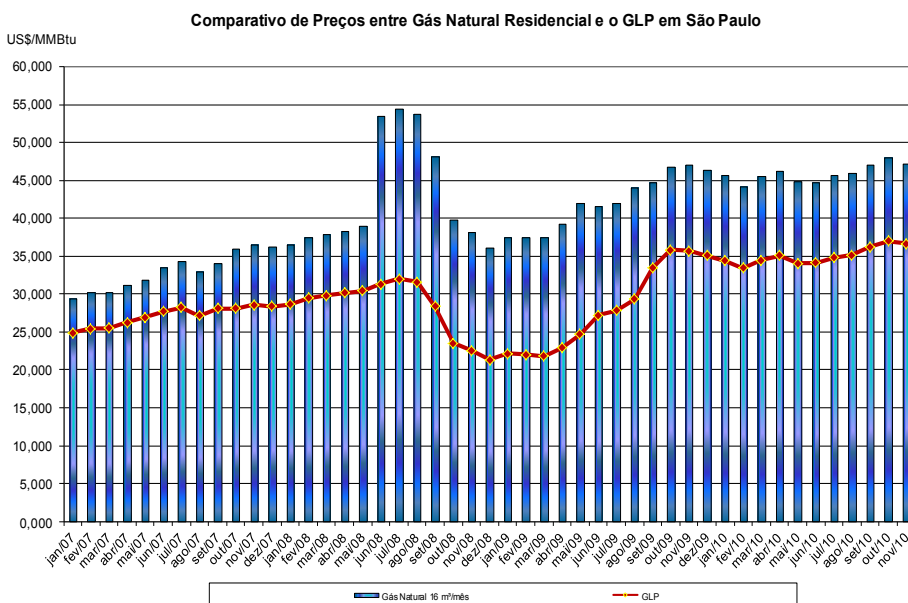
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

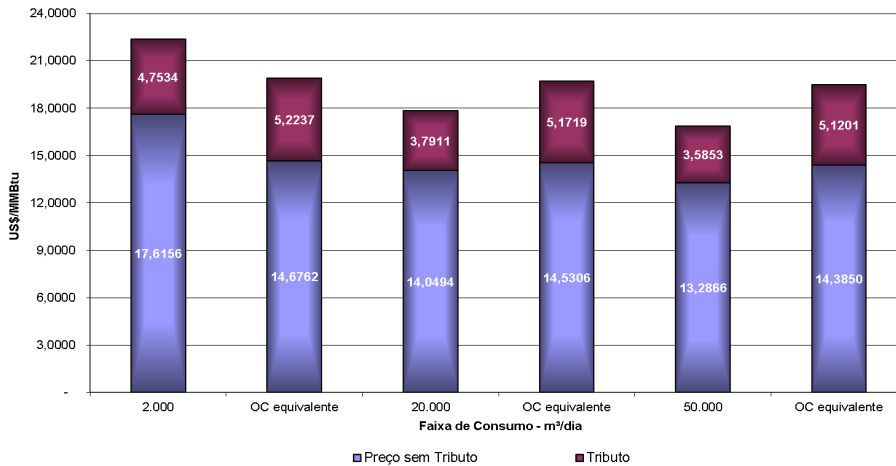
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

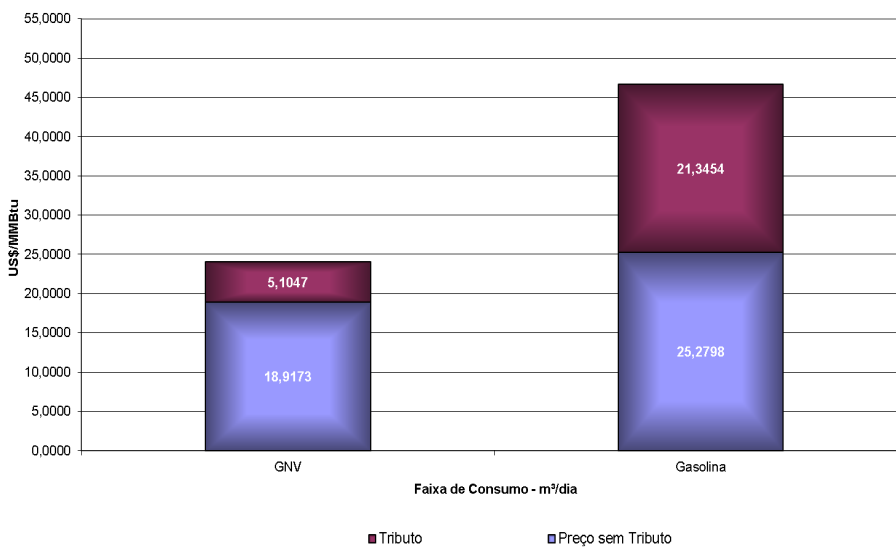
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
NOVEMBRO DE 2010



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.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
NOVEMBRO DE 2010



Poder Calorífico Superior (PCS)

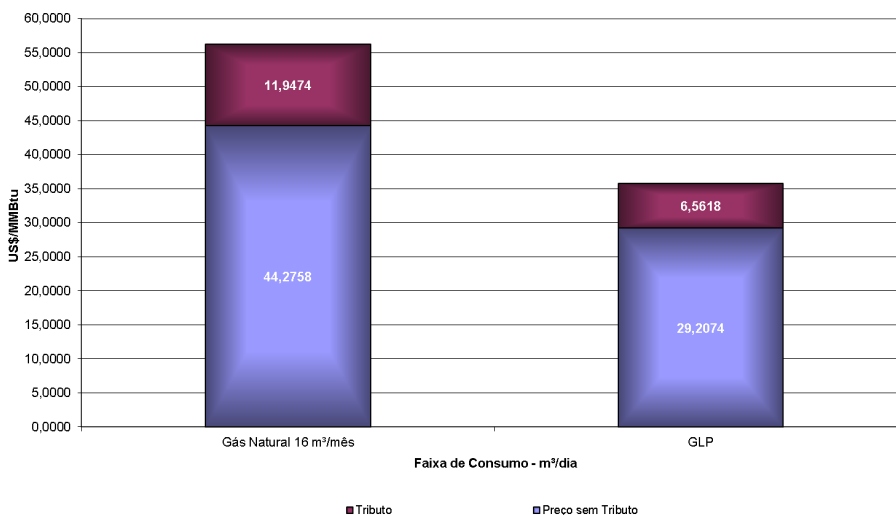
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

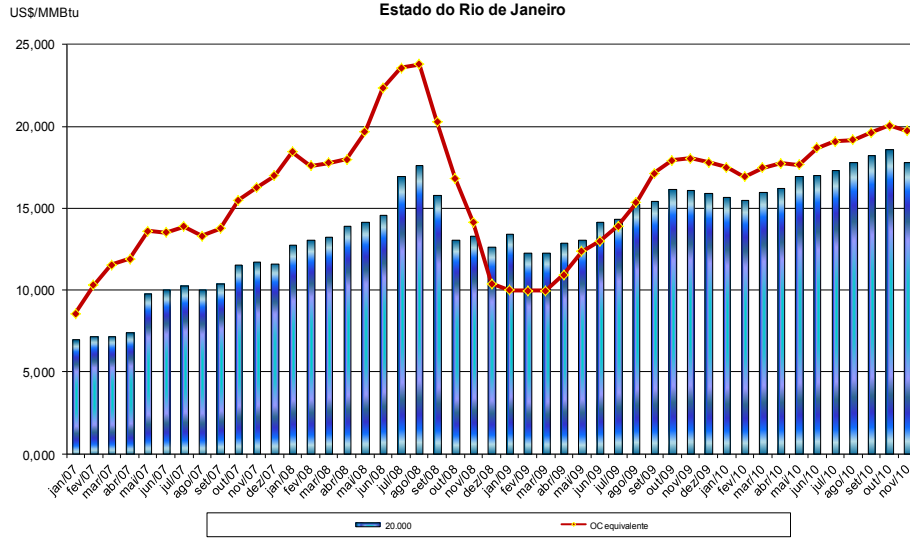
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
NOVEMBRO DE 2010



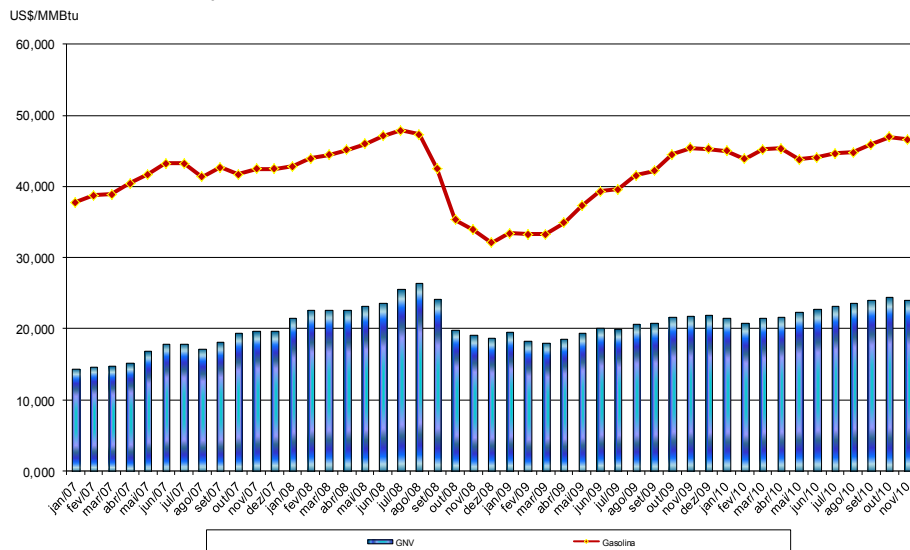
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento 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



Preço dos combustíveis ao consumidor final.

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



Poder Calorífico Superior (PCS)

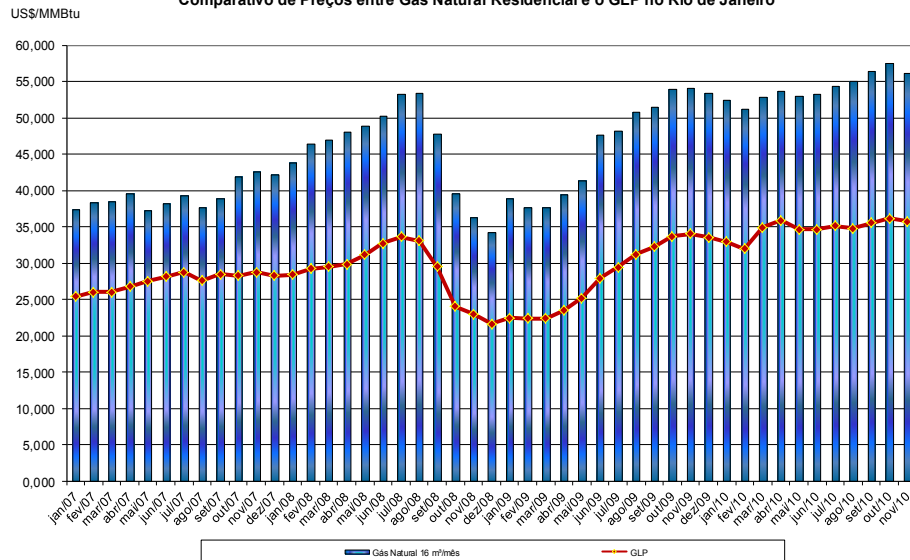
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

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	Alaíia (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 I	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parada (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)	278,0	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
Alaíia - Itaporanga	Alaíia (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	Urucu (AM)	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
Gasoduto Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Betim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
TOTAL - TRANSPETRO			6.385,0			
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)	Pólo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
TOTAL - TSB			50,0			
Transportadora Gás Ocidente (4)						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
TOTAL BRASIL			9.295,2			

(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	2009
Acumulado	4.001	5.431	5.431	5.713	5.715	5.734	5.759	5.759	6.421	7.175	7.696
Realizado no Ano		1.430	0	282	2	19	25	0	662	754	521

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Dez/10.

AMPLIAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL DO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (polegadas)	Capacidade (MM m ³ /dia)	Km Enterrado	Licenças e Autorizações a Receber	Início da Construção e Montagem	Início de Operação
TOTAL GERAL			194,0			157,1			
Malha Sudeste			194,0			157,1			
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15,0	89,9	LO, AO	jul-08	mar-11
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	48,6	LO, AO	mai-10	abr-11
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	18,6	LO, AO	jun-10	jun-11

	GASODUTOS EM CONSTRUÇÃO
--	-------------------------

(R) Datas Revisadas neste boletim

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Dez/10.

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 m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09
COMPLEXO DE GNL	14	A definir	abr-14
Terminal de Liquefação de Gás – OFF SHORE	10	A definir	dez-15

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Dez/10.

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

No mês de dezembro de 2010, foram emitidas licenças, pelo IBAMA, para ações inseridas no Programa de Aceleração do Crescimento. No que tange à área de gás natural, destacam-se:

- 14/12/2010 – Emissão da Licença de Instalação (LI) de pré-ancoragem e linhas de coleta para os TLDs de Tupi NE e Iracema;
- 21/12/2010 – Emissão da Licença de Operação (LO) do TLD de Guará.

Destaca-se ainda para o período dezembro:

- 29/12/2010 – Declaração de Comercialidade das acumulações de petróleo e gás natural nas áreas de Tupi e Iracema.
- 25/12/2010 – Início dos testes de longa duração (TLD) da área de Guará, no pré-sal da Bacia de Santos.

Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até dezembro de 2010.

Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté

- Escavado 4,8 km do túnel utilizando a máquina tuneladora (TBM);
- Enterramento de 89,9 km de tubos, de um total de 96 km.

Gasoduto GASPAL II

- Desfile de Tubos: 54,5 km;
- Soldagem: 54,3 km;
- Enterramento de tubos 48,6 km, de um total de 60 km.

Gasoduto GASAN II

- Desfile de tubos: 23,6 km;
- Soldagem: 20,1 km;
- Enterramento de Dutos: 18,6 km.

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN/MME, dezembro/2010.

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 4 de março de 2009 e abre novas perspectivas para o setor no Brasil.

Foi publicado no Diário Oficial da União (D.O.U), de 03/12/2010, o Decreto nº 7.382 que regulamenta os capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação e comercialização de gás natural.

O Decreto trata das inovações trazidas pela Lei do Gás, à exceção daquela relativa à contingência no suprimento de gás natural, que será objeto de regulamentação específica em razão de suas peculiaridades. Os principais pontos do Decreto são a instituição do Plano Decenal de Expansão da Malha de Gasodutos - PEMAT, que passará a ser publicado pelo Ministério de Minas e Energia e reforça o seu papel de formulador de políticas públicas para o setor; a regulamentação do acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e da troca operacional de gás (*swap*), que permitirão que novos agentes ofertem gás natural ao mercado brasileiro, aumentando a competitividade no setor; e também a regulamentação do período de exclusividade, instrumento importante para atrair novos carregadores nos futuros leilões de gasodutos.

Fonte: DGN/MME, dezembro/2010.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			64.336,0
REGIÃO SUDESTE			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0
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	2.800,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	580,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	4.500,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	4.500,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2003	1.500,0
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0
Total Sudeste			30.130,0
REGIÃO NORDESTE			
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.900,0
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	1.500,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
Total Nordeste			24.500,0
REGIÃO NORTE			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	706,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
Total Norte			9.706,0

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

AMPLIAÇÃO DAS UNIDADES DE TRATAMENTO DE GÁS NATURAL E UPGNs*

PROJETO	LOCALIZAÇÃO	META	INÍCIO DE OPERAÇÃO	CONCLUSÃO DAS OBRAS	
** Cabiúnas	Construção de instalação de tratamento de gás natural	RJ	Processar 10,8 MM m ³ /d de gás e 1,5 M m ³ /d de líquidos	31/03/2010	31/10/2009
	Ampliação da capacidade de fracionamento de líquidos	RJ	220 m ³ /h de capacidade de tratamento de etano	31/12/2009	31/12/2009
** Instalação para escoamento dos líquidos nos terminais de Barra do Riacho, Ilha Redonda e Ilha Comprida	ES e RJ	2.400 t/d de GLP	30/04/2010	31/03/2011	
** Adaptação de unidade de gás natural da RPBC	SP	Processar 2,22 MM m ³ /d de gás natural e 740 m ³ /d de condensado de gás natural	31/12/2009	31/07/2010	
Unidade de tratamento de gás de Caraguatatuba – UTGCA	SP	Processar 15 MM m ³ /d de gás natural	16/03/2011	30/03/2011	
UTG Cacimbas	ES	Processar 10,5 MM m ³ /d de gás natural	04/08/2010	30/03/2011	
UTG Sul Capixaba	ES	Processar 2,5 MM m ³ /d de gás natural	12/10/2010	28/02/2011	

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN/MME, dezembro/2010

* Empreendimentos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)

** Projetos do PLANGÁS: Plano de Antecipação da Produção Nacional de Gás Natural da Região Sudeste

CONVERSÕES DE UNIDADES – VALORES TÍPICOS*

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

* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

GNL: Conversão de volume 600:1 e massa específica 456 kg/m³;

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

USINAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

UTES em Operação								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Termo de Compromisso (até jun/2012)	Custo Variável (R\$/MWh)		
						Leilão	TC	Teste
Aureliano Chaves (Ex-Ibitiré)	cc	226	4,38	MG	212	-	168,62	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	325	159,97	224,97	149,67
Cuiabá	cc	529	4,57	MT	-	6,27	-	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	194,79	177,23	-
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	-	182,56	-
Piratininga 1 e 2 (óleo)	-	-	-	SP	-	470,34	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo)	-	-	-	SP	260	-	-	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	122,65	175,08	147,56
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	-	150	-
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	-	-	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	101,33	292,49	140,34
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	-	222,22	-
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85	-	-
Norte Fluminense - Preço 1	cc	869	4,74	RJ	400	-	37,8	-
Norte Fluminense - Preço 2					100	-	51,93	-
Norte Fluminense - Preço 3					200	-	90,69	-
Norte Fluminense - Preço 4					85	-	131,68	-
TOTAL	-	5.549	-	-	4.450	-	-	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	153	-	385,22	-
Uruguaiana	cc	640	4,37	RS	-	141,18	-	-
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	-	175,15	-
TOTAL	-	1.285	-	-	611	-	-	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	401,67	-	-
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	-	157,69	-
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	-	204,48	-
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	-	178,59	-
Termoeará	ca	242	6,56	CE	217	185,09	207,89	-
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	-	82,34	-
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	-	70,16	-
TOTAL	-	2.160	-	-	1.598	-	-	-
TOTAL GERAL	-	8.994	-	-	6.659	-	-	-

UTES em Fechamento de Ciclo *				
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	160	3,50	MS
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	87	3,83	RS

UTES em Construção						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Leilão	Data
José de Alencar	Motor	300	5,49	CE	A-3	17/09/2008

Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Leilão	Data
Cacimbaes	cc	127	4,89	ES	A-5	30/09/2008
Escolha	cc	338	4,89	ES	A-5	30/09/2008
MC2 Joinville	Motor	330	4,22	ES	A-5	30/09/2008
MC2 João Neiva	Motor	330	4,22	ES	A-5	30/09/2008

Fontes: A NEEU/Petrobras, dezembro/2010.

ONS, Fax-preço semanal operativa 25/12/2010 a 31/12/2010

* Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.

LEGENDA

ca - Turbina em Ciclo Aberto
 cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor
 cc - Turbina em Ciclo Combinado
 ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor
 Motor - Motor a gás natural

EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWh)

Semana	CMO SE-CO	CMO S	CMO NE	CMO N
27/11/2010 a 03/12/2010	82,35	82,35	78,52	82,35
04/12/2010 a 10/12/2010	91,49	91,49	82,41	90,70
11/12/2010 a 17/12/2010	73,46	73,46	70,75	73,46
18/12/2010 a 24/12/2010	62,09	62,09	60,57	62,09
25/12/2010 a 31/12/2010	51,71	51,71	50,76	51,71

Fonte: ONS, dez/2010.

NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS

