

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>Queima de Gás Natural</i>	7
<i>Importações e Oferta Interna</i>	8
<i>Consumo de Gás Natural</i>	9
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	11
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	12
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	13
<i>Preços</i>	14
<i>Competitividade</i>	15
<i>Infraestrutura de Transporte Existente</i>	21
<i>Ampliação da Infraestrutura e Destaques do PAC</i>	22
<i>UPGN's e Tabela de Conversões de Unidades</i>	23
<i>UTES a Gás Natural no Brasil, CMO e Níveis dos</i>	24

APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

Em março de 2011, a oferta total ao mercado oscilou positivamente 1,0% em relação ao mês anterior, chegando a 60,33 milhões de m³/dia. Esse aumento se deu basicamente no consumo das Refinarias e das Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados - FAFENs, que subiu 2,78 milhões de m³/dia em relação a fevereiro. Tal elevação se contrapôs à queda no consumo das termelétricas, equivalente a 2,17 milhões de m³/dia, principal responsável pela diminuição no consumo das distribuidoras de gás canalizado em 2,60 milhões de m³/dia, ou 5,5%.

A produção nacional de gás natural teve redução de 2,2% em comparação com fevereiro do corrente ano. Na região Nordeste, houve diminuição de 2,16 milhões de m³/dia na produção de gás não associado na Bahia, e de 0,53 milhões de m³/dia na produção total de Sergipe, o que equivale a quedas de 45,0% e 15,1%, respectivamente. Na região Sudeste, registramos crescimento de 55,0% (+ 2,37 milhões de m³/dia) na produção de gás não associado do Espírito Santo e de 0,9% (+ 0,24 milhões de m³/dia) na produção de gás associado no Rio de Janeiro, contrastando com a redução de 33,6% (- 0,72 milhões de m³/dia) na produção total de gás em São Paulo. Na região Norte, a produção em Urucu caiu 4,0%, ficando em 10,75 milhões de m³/dia.

A queima/perda de gás natural foi de 3,66 milhões de m³/dia, a menor desde setembro de 2004. Houve redução de 63,9% ao comparar com março de 2010 e de 24,1% em comparação a fevereiro de 2011. A relação queima/produção ficou em 6,0%, menor percentual do período entre janeiro de 2000 a março de 2011. A partir desta edição serão apresentados gráficos com o percentual da queima de gás em relação à produção, além de informações sobre queima de gás natural por campo e por plataforma. Esses dados e também outras análises sobre a questão de queima de gás natural no Brasil passarão a ser publicados mensalmente no Boletim. A reinjeção e o consumo nas unidades do E&P também apresentaram queda de 7,6% e 2,1%, respectivamente.

No que tange à oferta de gás natural importado, destacamos o aumento, em relação a fevereiro de 2011, de 68,7% no volume de GNL regaseificado. No entanto, em termos absolutos, o volume foi pequeno (1,32 milhões de m³/dia) em comparação com a capacidade máxima de regaseificação, reflexo do baixo nível de despacho das térmicas neste período úmido. A expectativa é que a regaseificação em abril diminua para 0,60 milhões de m³/dia. A quantidade de gás importado da Bolívia, por outro lado, caiu 1,56 milhões de m³/dia, chegando a 27,94 milhões de m³/dia. Como consequência da diminuição da importação total de gás natural e do aumento da oferta de gás nacional, a participação do gás natural importado na oferta total ao mercado caiu 3,1% (- 0,91 milhões de m³/dia), encerrando o mês em 28,27 milhões de m³/dia.

No âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), destacamos o início do escoamento da produção de gás natural do campo de Mexilhão e a emissão, pelo IBAMA, da Licença de Operação (LO) para todas as unidades de tratamento de gás natural de Caraguatatu-ba.

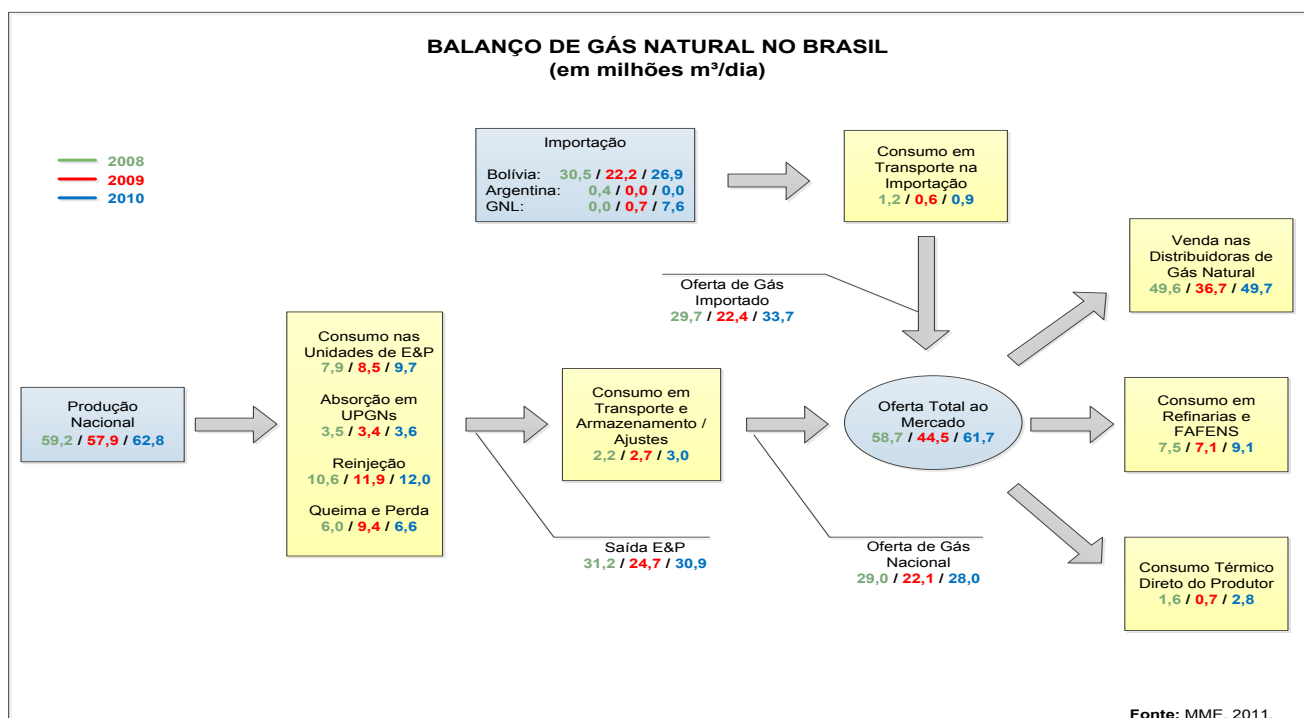
Boa leitura a todos.
Departamento de Gás Natural.
boletimdogas@mme.gov.br

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44										66,26
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	11,96	12,01	12,25	11,32										11,86
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,64	6,06	4,83	3,66										4,85
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,72	10,01	10,13	9,92										10,02
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	1,24										1,76
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,56	3,74	3,63	3,24										3,54
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	28,04	31,85	30,55	32,06										31,49
IMPORTAÇÃO	28,30	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26										27,86
Bolívia	27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94										26,77
Argentina	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32										1,10
Consumo em transporte na importação	0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99										0,89
Oferta de gás importado ao mercado	27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27										26,98
OFERTA TOTAL AO MERCADO	49,08	58,69	44,45	61,70	55,33	59,73	60,33										58,46
Venda nas distribuidoras de gás natural	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90										45,17
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,89	7,50	7,09	9,12	10,34	10,21	12,99										11,18
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoçarã/Termoçu/Euzébio Rocha)	0,79	1,60	0,66	2,84	1,88	2,02	2,44										2,12
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	45,4%	57,6%	51,2%	53,1%										53,9%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, abril de 2011

* 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 dos Santos, 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	2010
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21	22	23
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422

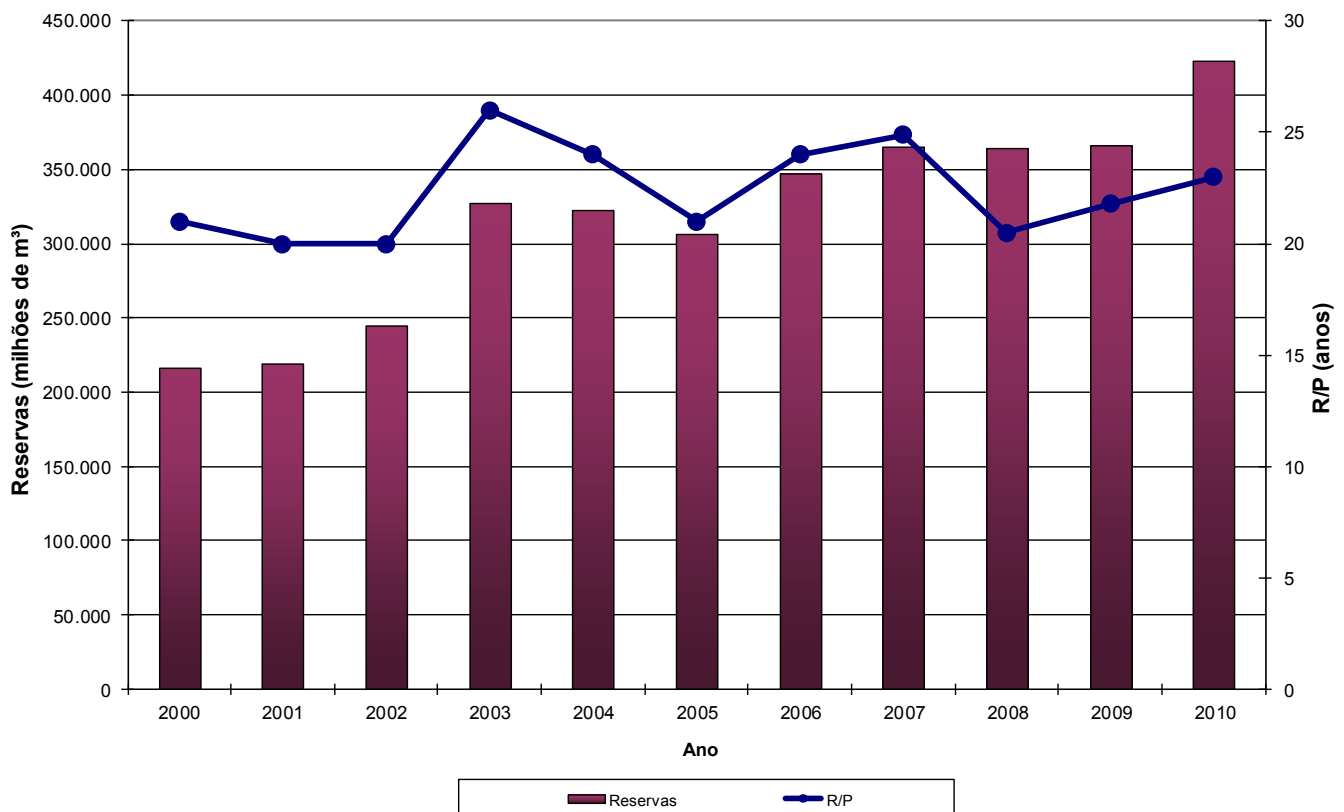
Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, abril de 2011.

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Terra	17,22	17,19	16,56	16,51	16,69	16,79	16,41											16,63
Mar	32,51	41,97	41,35	46,33	49,57	46,04	45,02											46,88
Gás Associado	37,02	39,77	46,50	47,12	50,01	48,75	47,67											48,81
Gás Não Associado	12,72	19,39	11,41	15,72	16,24	14,06	13,76											14,69
TOTAL	49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44											63,51

Fonte: ANP, abril de 2011

RESERVAS X R/P (BRASIL)



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

UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AM	Subtotal	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75										10,93
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75										10,93
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,43	10,72	11,09	10,65										10,82
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,14	0,13	0,09	0,10										0,11
CE	Subtotal	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08										0,07
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08										0,07
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08										0,07
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
RN	Subtotal	2,96	2,54	2,09	1,89	1,87	1,89	1,85										1,87
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,74	0,82	0,84	0,82										0,83
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,15	1,05	1,05	1,03										1,04
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,24	1,48	1,27	1,32										1,36
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,65	0,39	0,62	0,53										0,51
AL	Subtotal	2,48	2,23	2,03	1,84	1,64	1,44	1,44										1,51
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,55	1,35	1,15	1,17										1,22
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,30	0,29	0,30	0,27										0,28
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,68	0,59	0,50	0,56										0,55
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,17	1,04	0,94	0,88										0,95
SE	Subtotal	1,50	2,35	2,62	3,02	3,39	3,52	2,99										3,30
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,27	0,27	0,30	0,30										0,29
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,76	3,13	3,23	2,69										3,01
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,61	3,00	3,13	2,68										2,94
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,41	0,39	0,39	0,31										0,37
BA	Subtotal	7,24	9,22	8,37	9,31	8,08	7,80	5,70										7,19
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,12	3,08	3,00	3,07										3,05
	Mar	3,18	5,70	5,16	6,19	5,00	4,80	2,64										4,14
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,63	1,72	1,68	1,72										1,71
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,68	6,35	6,12	3,98										5,49
ES	Subtotal	2,64	7,68	2,94	7,39	11,81	9,62	11,82										11,08
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,27	0,34	0,31	0,30										0,32
	Mar	2,41	7,24	2,64	7,12	11,47	9,31	11,51										10,76
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	2,63	5,63	5,31	5,14										5,36
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	4,76	6,18	4,31	6,68										5,72
RJ	Subtotal	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39										25,56
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39										25,56
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,68	26,15	25,15	25,39										25,56
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,09	0,00	0,00	0,00										0,00
SP	Subtotal	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42										1,99
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42										1,99
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,10	0,67	0,54	0,14										0,45
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,83	1,76	1,59	1,28										1,54
PR	Subtotal	0,09	0,06	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
	Mar	0,09	0,06	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
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Total Brasil		49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44										63,51

Fonte: ANP, abril de 2011

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	2010
Amazonas	Total	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Terra	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Mar	0	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	39.012
	Gás Não Associado	16.052	16.593	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866
Ceará	Total	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Terra	0	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	652
	Gás Associado	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Não Associado	0	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	10.080
	Terra	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404
	Mar	16.841	15.931	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676
	Gás Associado	9.256	8.568	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701
	Gás Não Associado	11.422	11.281	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380
Alagoas	Total	7.233	6.769	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476
	Terra	5.961	5.616	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391
	Mar	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085
	Gás Associado	1.140	1.231	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156
	Gás Não Associado	6.094	5.538	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321
Sergipe	Total	5.646	4.996	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649
	Terra	786	864	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062
	Mar	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588
	Gás Associado	3.912	3.380	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665
	Gás Não Associado	1.734	1.617	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984
Bahia	Total	20.991	19.967	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517
	Terra	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356
	Mar	205	193	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161
	Gás Associado	9.733	9.410	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546
	Gás Não Associado	11.258	10.558	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972
Espirito Santo	Total	8.303	11.787	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611
	Terra	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587
	Mar	5.477	9.499	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025
	Gás Associado	1.245	711	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603
	Gás Não Associado	7.058	11.076	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008
Rio de Janeiro	Total	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Terra	0	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	220.506
	Gás Associado	102.465	105.039	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829
	Gás Não Associado	1.050	1.207	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677
São Paulo	Total	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Terra	0	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	49.373
	Gás Associado	0	0	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293
	Gás Não Associado	4.669	4.273	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080
Paraná	Total	43	68	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
	Mar	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Associado	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
Santa Catarina	Total	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Associado	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

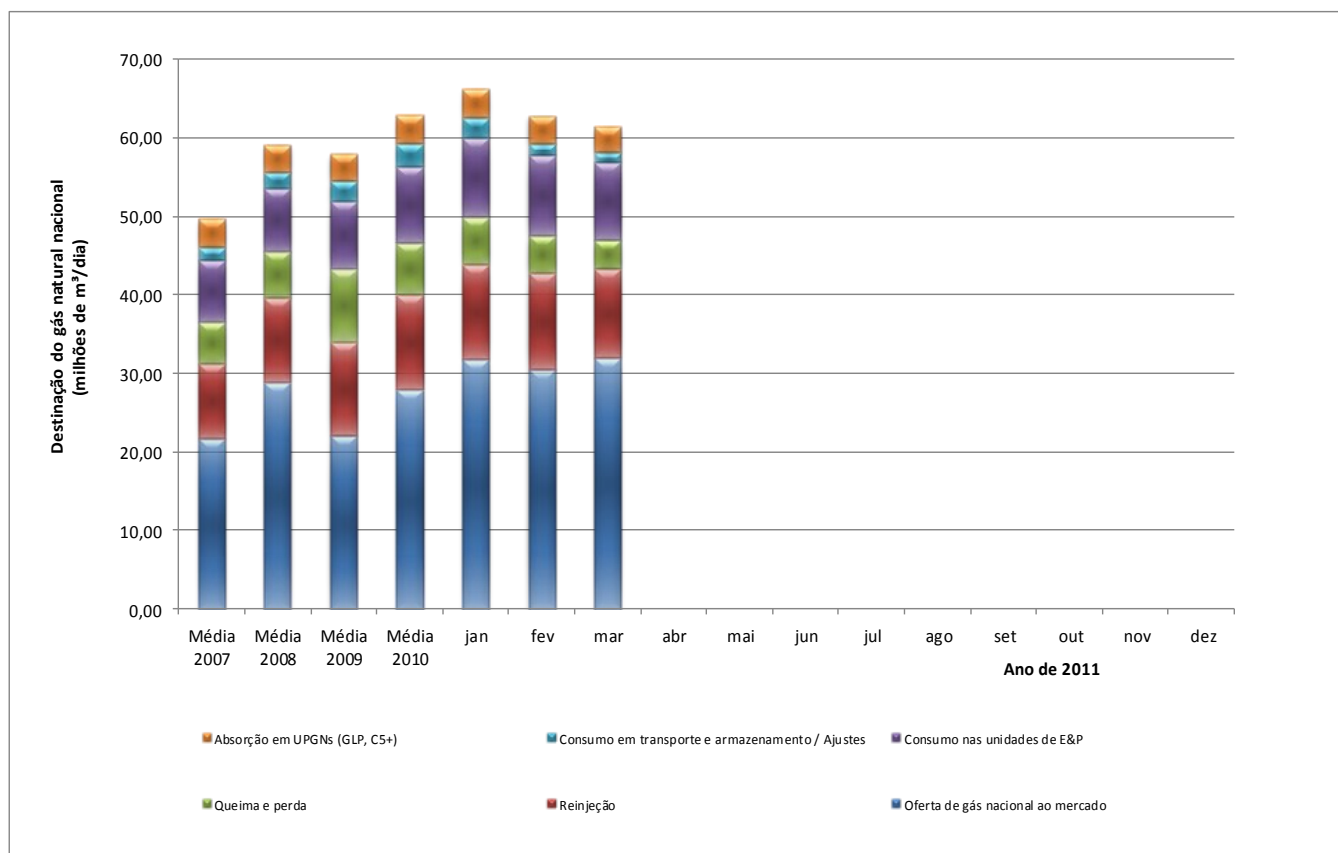
Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, abril de 2011.

DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

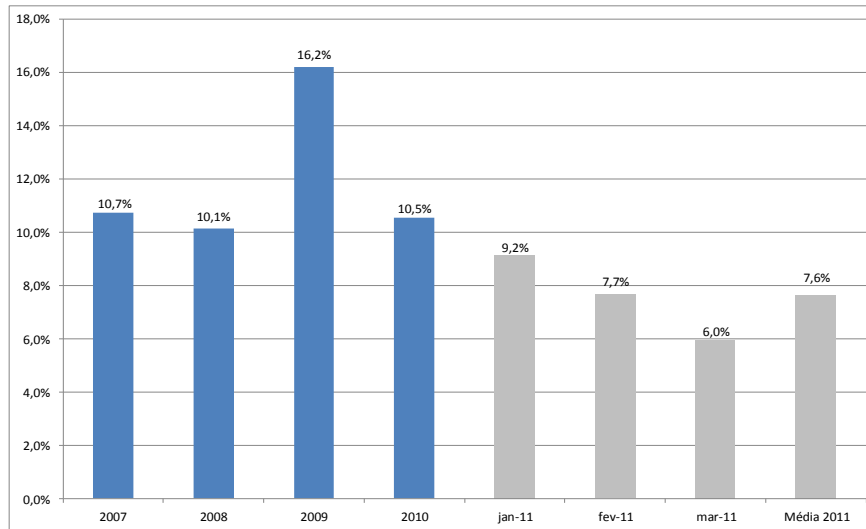
DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44										63,51
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	11,96	12,01	12,25	11,32										11,86
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,64	6,06	4,83	3,66										4,85
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,72	10,01	10,13	9,92										10,02
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	1,24										1,76
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,56	3,74	3,63	3,24										3,54
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	28,04	31,85	30,55	32,06										31,49
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	45,4%	57,6%	51,2%	53,1%										53,9%

Fonte: ANP e PETROBRAS, abril de 2011

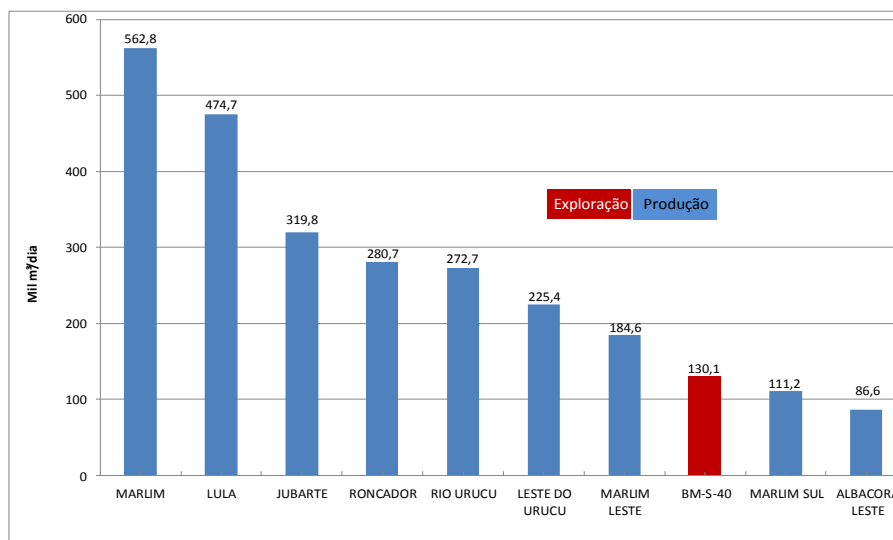
GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



QUEIMA DE GÁS NATURAL EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO

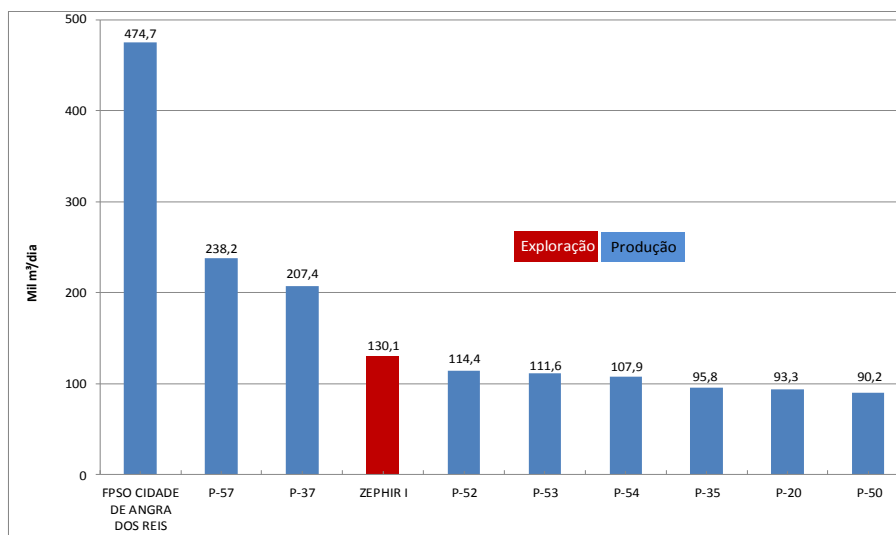


QUEIMA DE GÁS EM MARÇO DE 2011 (CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS)



As áreas e campos citados no gráfico foram responsáveis por 72,3% da queima de gás no País.

QUEIMA DE GÁS EM MARÇO DE 2011 (PLATAFORMAS)



As plataformas citadas no gráfico foram responsáveis por 45,4% da queima de gás no País.

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, abril de 2011.

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011										Média 2011		
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out		nov	dez
Bolívia	TBG	Petrobras	26,90	30,52	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94										26,77
		BG	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	EPE		0,55	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Subtotal		27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94										26,77
Argentina	Sulgás (TSB)		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									0,00	
	Subtotal		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32									1,10	
Terminal GNL de Pecem *			0,00	0,00	0,64	2,49	0,18	0,20	0,39									0,26	
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,08	5,15	1,01	0,58	0,93									0,84	
TOTAL			28,30	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26									27,86	
Consumo em transporte na importação			0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99									0,89	
Oferta de gás importado			27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27									26,98	

Fontes: ANP e TBG, abril de 2011

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

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

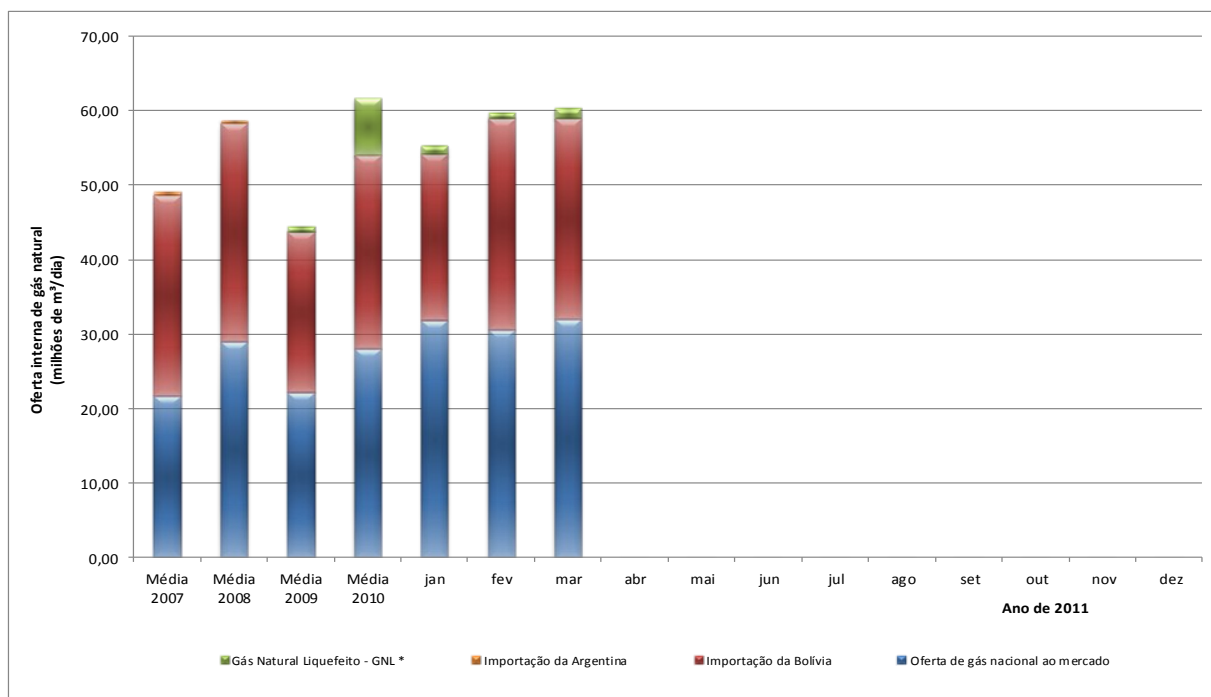
IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regas* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	81.102.618	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	41.077.336	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	37.618.421	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	18.789.197	6,43	Catar	Pecém - CE
Total 2011	53.607.194	135.726.555	297.646	178.587.572			

Fonte: Aliceweb - MDIC, abril de 2011.

* 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

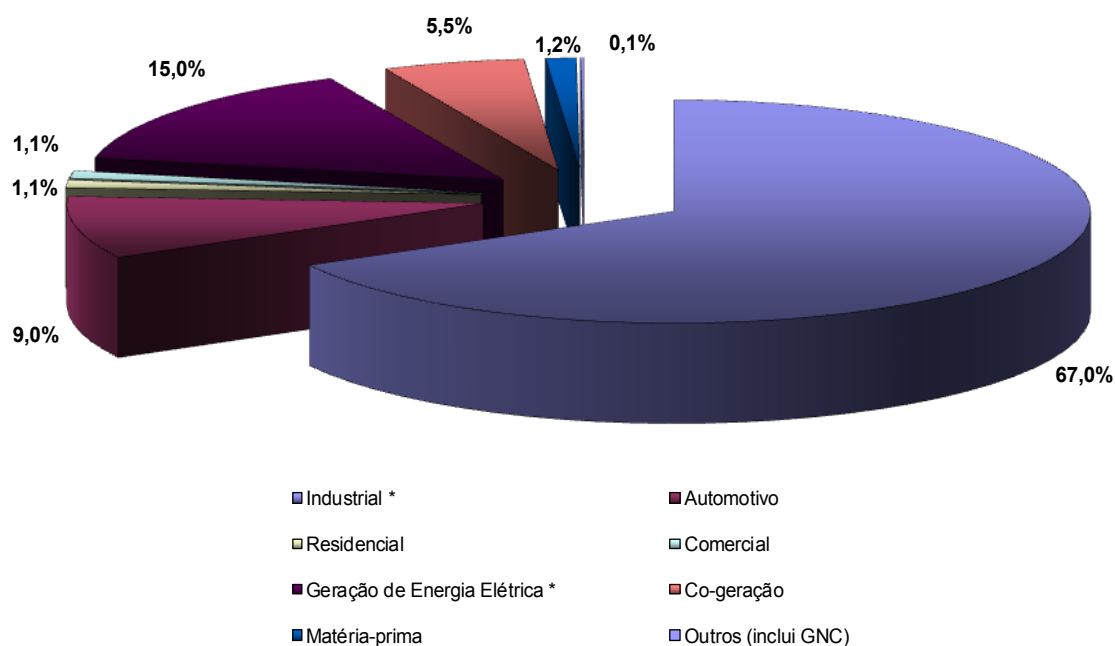
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Industrial *	32,24	33,40	28,96	35,41	36,80	39,05	41,61											39,15	67,0
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28											5,27	9,0
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,79	0,63	0,59	0,69											0,64	1,1
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,63	0,64	0,64	0,63											0,63	1,1
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	15,77	8,19	10,17	8,00											8,79	15,0
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,90	3,22	3,24	3,19											3,22	5,5
Matéria-prima	-	-	-	-	0,70	0,60	0,77											0,69	1,2
Outros (inclui GNC)	0,23	0,15	0,64	0,68	0,04	0,05	0,16											0,08	0,1
TOTAL	49,08	58,71	44,44	61,69	55,33	59,73	60,33											58,46	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	16,20	16,34	15,20	14,40											15,31	
TOTAL GERAL	62,16	72,19	59,02	77,89	71,66	74,93	74,73											73,77	

* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, abril de 2011

Até dezembro de 2010 o volume de matéria-prima estava contabilizada no segmento outros (inclui GNC).

CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2011



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %	
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47											0,40	0,9
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,67	3,85	3,77	3,96											3,86	8,5
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,75	3,60	2,61											2,99	6,6
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01											0,01	0,0
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	8,55	7,45	7,43	7,06											7,31	16,2
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	6,09	3,71	5,11	3,38											4,07	9,0
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	1,38	0,41	0,46	0,44											0,44	1,0
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,08	0,50	0,92	1,05											0,82	1,8
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	13,45	12,40	14,08	13,49											13,32	29,5
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	1,70	1,29	0,95	0,96											1,07	2,4
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	2,34	1,59	1,24	1,67											1,50	3,3
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60											0,56	1,2
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	2,63	2,59	2,84	2,96											2,80	6,2
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01											0,01	0,0
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,86	0,18	0,30	0,19											0,22	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35											0,35	0,8
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40											0,38	0,8
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45											1,46	3,2
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85											1,80	4,0
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24											0,25	0,6
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74											1,54	3,4
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90											45,17	100,0

Fonte: Abegás, abril de 2011

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %	
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47											0,40	1,0
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,67	3,85	3,77	3,96											3,86	10,0
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,71	3,08	2,61											2,80	7,3
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01											0,01	0,0
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,84	4,60	4,97	4,84											4,80	12,5
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,25	2,04	2,22	2,16											2,14	5,6
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,43	0,41	0,46	0,44											0,44	1,1
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00	0,0
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	12,61	12,25	13,17	13,23											12,88	33,5
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,96	0,79	0,95	0,96											0,90	2,3
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,98	0,97	1,00	0,95											0,97	2,5
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60											0,56	1,5
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,86	2,59	2,75	2,89											2,74	7,1
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01											0,01	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,21	0,18	0,20	0,19											0,19	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35											0,35	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40											0,38	1,0
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45											1,46	3,8
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85											1,80	4,7
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24											0,25	0,7
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74											1,54	4,0
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	35,76	36,27	32,05	36,80	36,80	39,35	39,34											38,49	100,0

Fonte: Abegás, abril de 2011

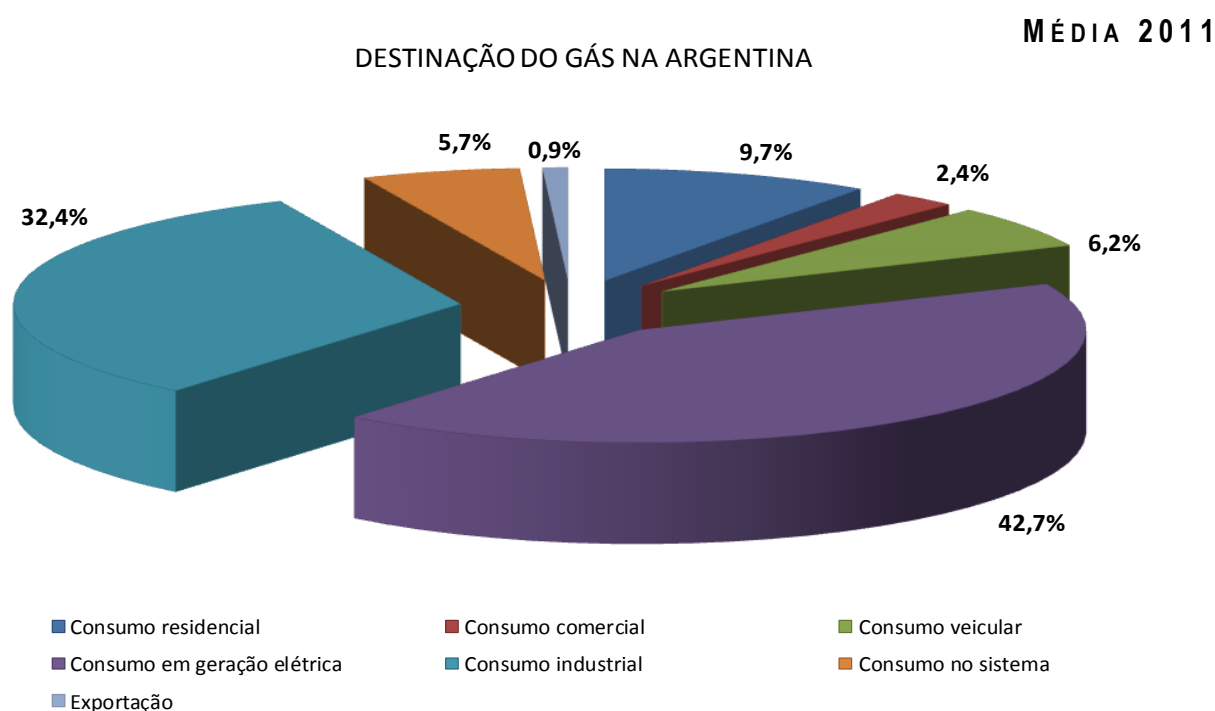
BALANÇO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	128,13	128,49	128,91	123,08	123,45											123,27
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37	27,12											26,75
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97	14,07											14,02
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51	69,29											69,40
Noroeste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24	12,97											13,10
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80	3,39											3,60
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	3,13	5,27	5,33											5,30
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	4,44	2,50	2,41											2,46
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	13,14	12,77	12,73											12,75
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	104,53	98,74	99,59											99,17
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	5,04	10,05	11,01	12,42											11,72
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10											6,57
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32											5,15
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	103,68	113,26	108,73	111,03											109,88
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	9,63	11,89											10,76
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,55	2,70											2,63
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	6,67	7,09											6,88
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	48,19	46,49											47,34
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	35,36	36,50											35,93
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,33	6,36											6,35
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	1,19	1,03	0,98											1,01
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00											0,00
Chile	6,40	1,98	2,09	0,97	0,72	0,77											0,75
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31	0,21											0,26

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):
Gás Argentino: 9.300 kcal/m³

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de março de 2011.



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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	41,72	41,99	36,74	41,71	39,14	46,01											42,58
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01											0,01
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42	0,15											0,29
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76	0,79											0,78
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45	0,49											0,47
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21	0,84											1,03
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,08	38,96	36,30	43,73											40,02
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,03	5,72	6,38	7,34	7,61	7,22											7,42
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16											0,16
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,11											0,10
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35	1,39											1,37
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99	3,30											3,65
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26											0,26
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00											1,89
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68	36,51											32,60
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68	29,40											26,04
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40											26,04
EPE	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00	7,11											6,56

Fontes:

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

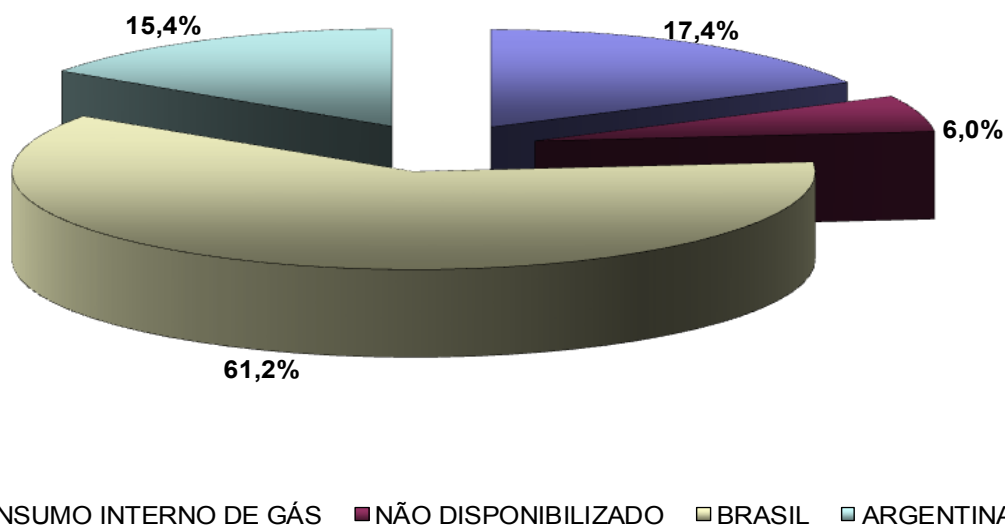
Produção: Informe mensal de produção nacional de gás natural por empresa - YPFB

Exportação: Balanço PEB

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

n/d: não disponível

Poder Calorífico:Gás Boliviano: 9.696 kcal/m³**MÉDIA 2011****PRODUÇÃO TOTAL DE GÁS BOLIVIANO**

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	5,51	5,93	4,33	n/d	n/d													n/d
IMPORTAÇÃO *	6,63	1,18	4,35	n/d	n/d													n/d
OFERTADO AO MERCADO	12,15	7,11	8,68	n/d	n/d													n/d
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,15	7,11	8,68	11,32	13,45													13,45
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,02													1,02
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04													0,04
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	8,62													8,62
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,27													1,27
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,47													2,47
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03													0,03

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

Os dados do balanço de gás natural no Chile não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
IMPORTAÇÃO	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,33										0,29
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,33										0,29
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,33										0,29
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,18	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34										0,29
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 (MARÇO DE 2011)

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)					Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBTu c/ impostos)		
Região	Contratos	Preço US\$/MMBTu			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
Nordeste	Gás Nacional	11,0693			20,1603	19,1589	18,6490
Sudeste	Gás Nacional	10,7316			18,2843	14,8916	14,1255
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	6,0160	1,7703	7,7863	18,2843	14,8916	14,1255
Sul	Gás Importado	6,0064	1,7691	7,7755	19,1478	17,1447	16,7618
Centro Oeste	Gás Importado	7,0128	1,7979	8,8107	19,9828	16,2772	15,5760

Fonte: MME/SPG/DGN, abril de 2011.
 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.

Dólar de conversão R\$/US\$ (março/11):	1,6591
---	---------------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBTu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PPT	3,71	4,21	3,86	4,25	4,56	4,63	4,71											4,63

Fonte: MME/SPG/DGN, abril de 2011.

Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto e é calculado com base na Portaria Interministerial nº 234/02.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBTu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
NBP *	6,13	11,41	4,96	6,39	8,81	8,65	9,79											9,08
Henry Hub	6,98	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97											4,19
Petróleo Brent	12,92	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42											18,70
Petróleo WTI	12,87	17,74	10,99	14,14	15,93	15,96	18,35											16,74
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	72,53	97,01	61,50	79,48	96,54	103,76	114,60											104,97
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	72,26	99,58	61,68	79,37	89,38	89,57	102,99											93,98

Fontes:

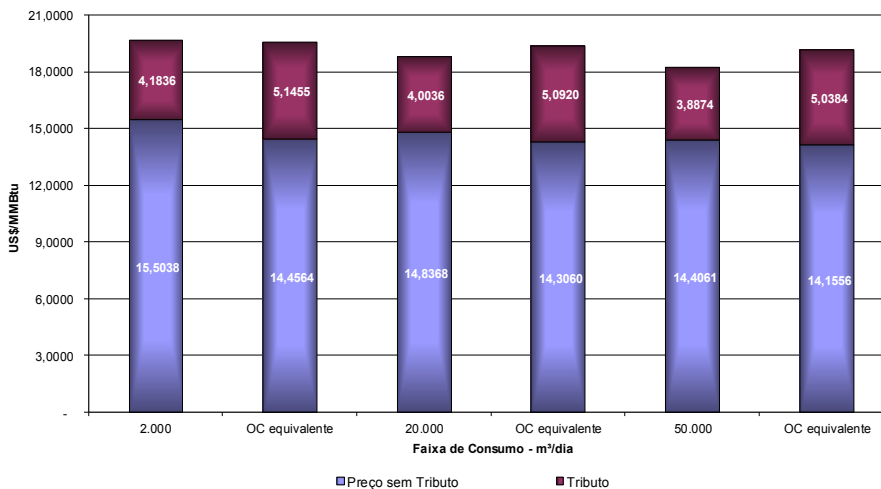
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, abril de 2011.

Preço do Petróleo: Petrobras, abril de 2011.

* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

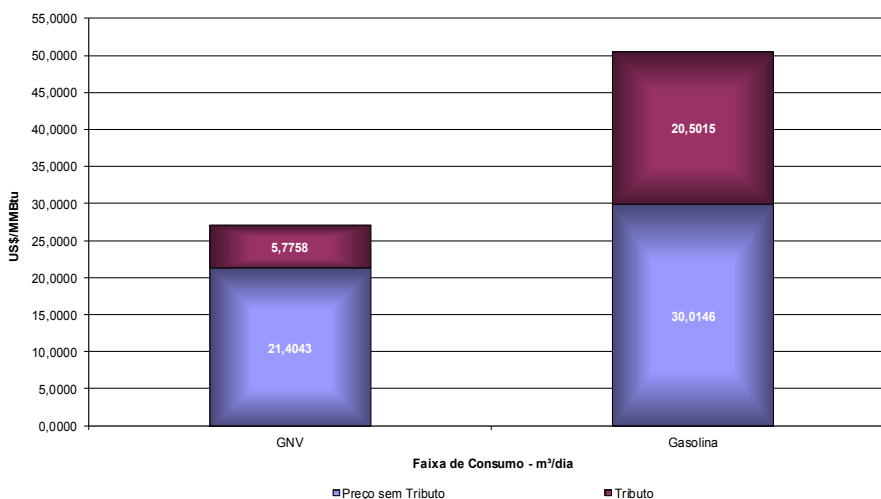
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1na Bahia
MARÇO DE 2011



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
MARÇO DE 2011



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

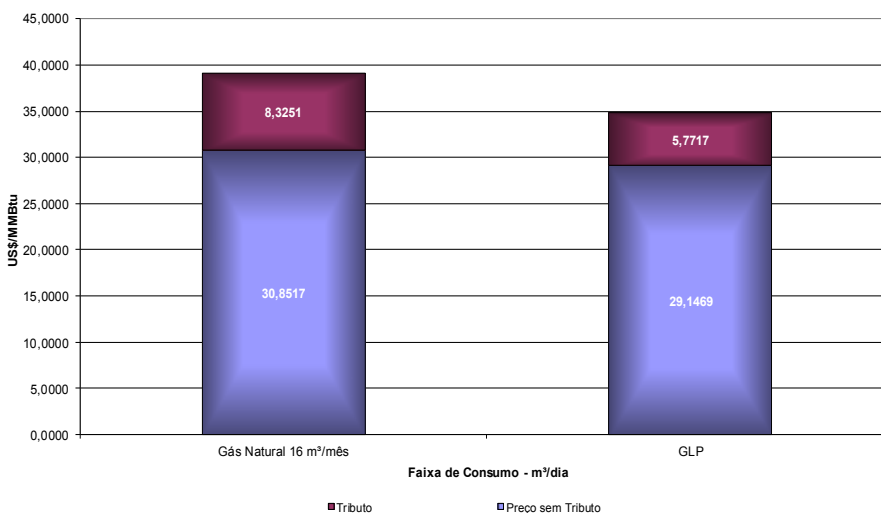
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

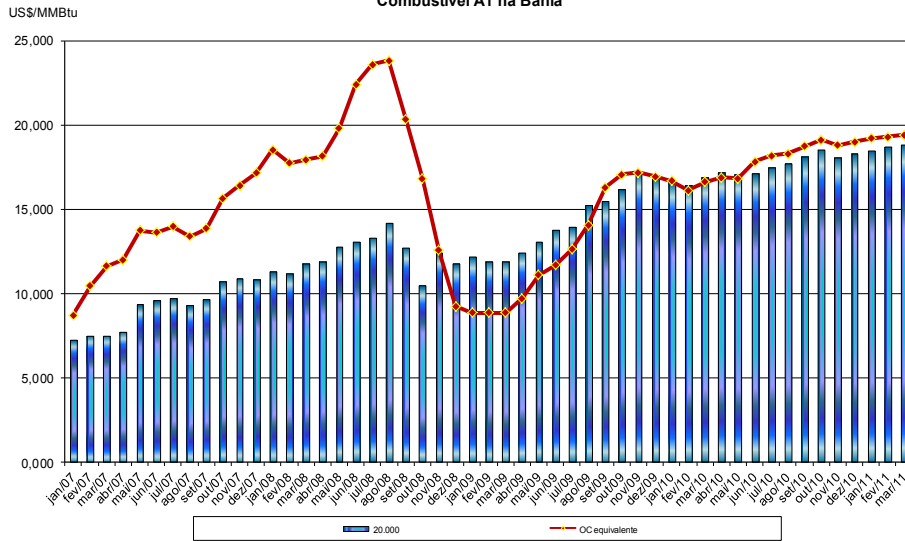
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
MARÇO DE 2011



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

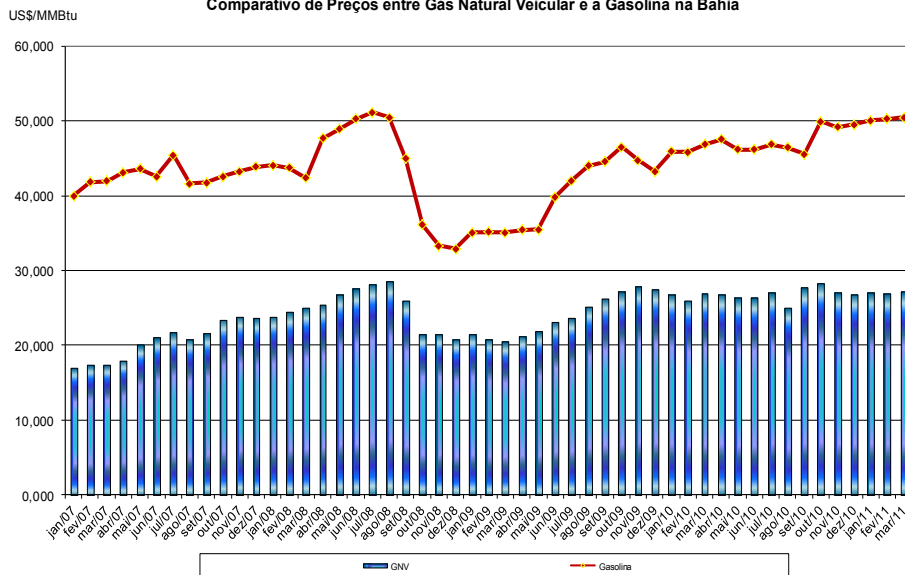
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



Preço dos combustíveis ao consumidor final.

20 000 OC equivalente

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



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

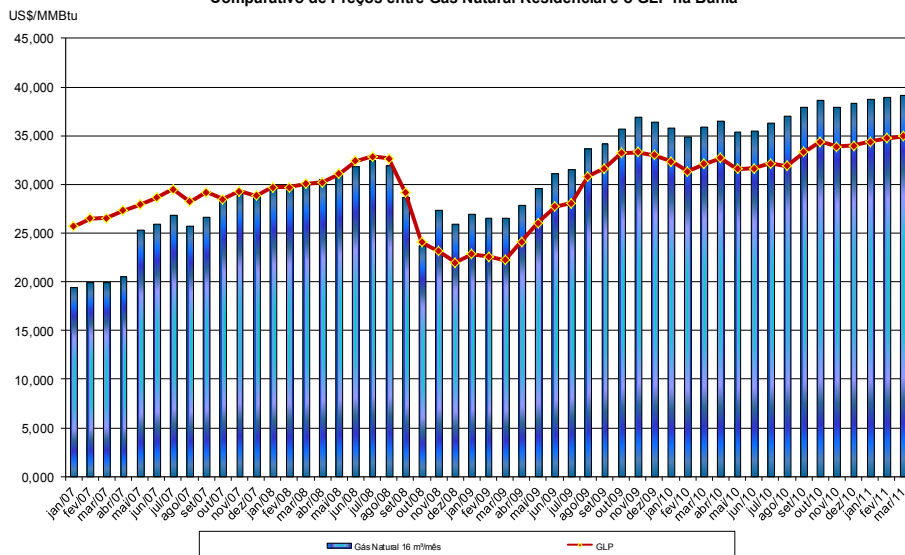
Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

GNV Gasolina

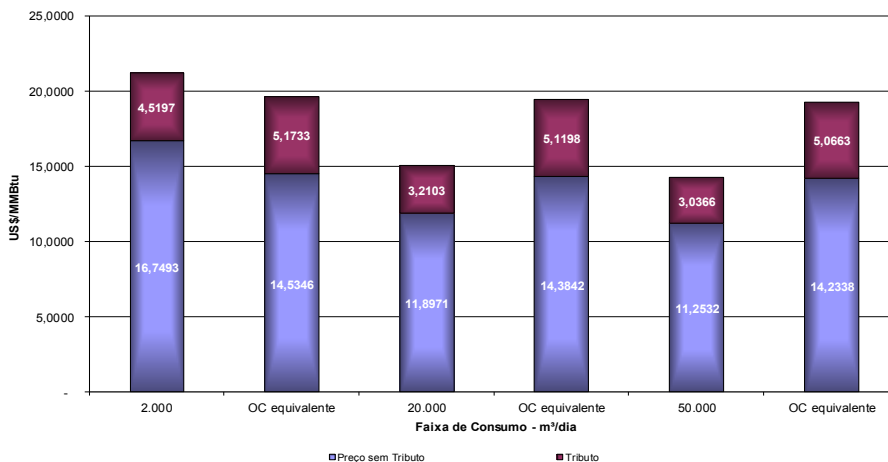
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



Gás Natural 16 m³/mês GLP

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

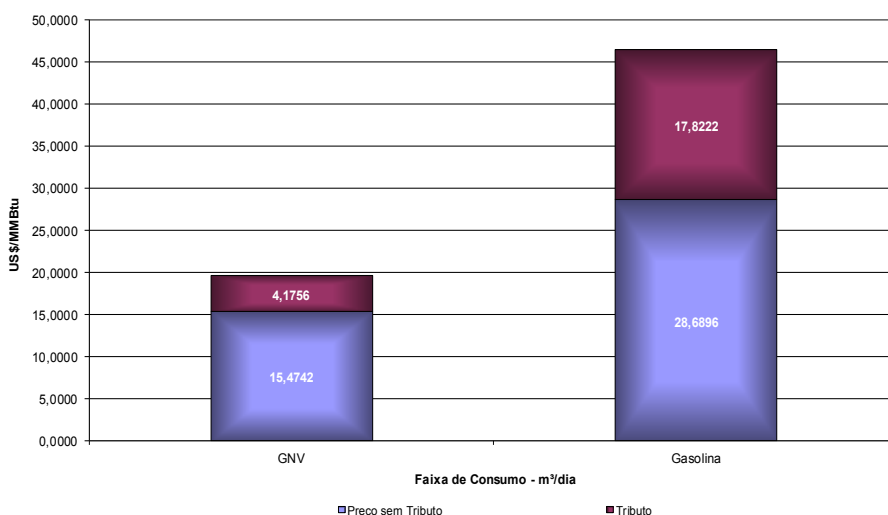
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
MARÇO DE 2011



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
MARÇO DE 2011



Gás Natural: preço do gás boliviano.

Poder Calorífico Superior (PCS)

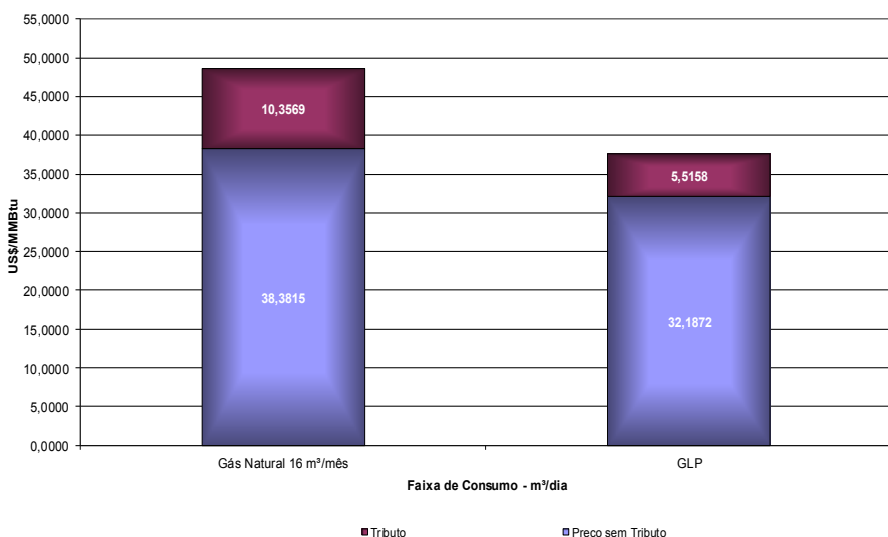
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

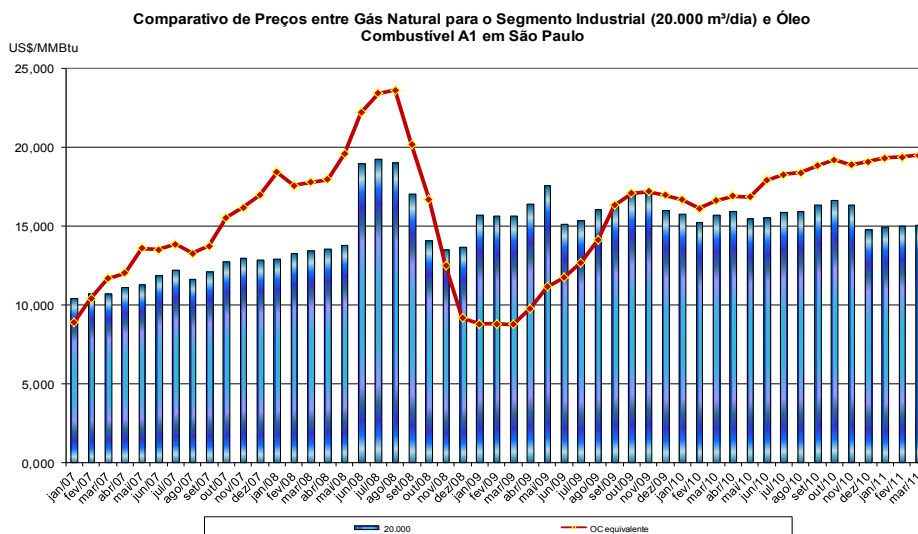
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

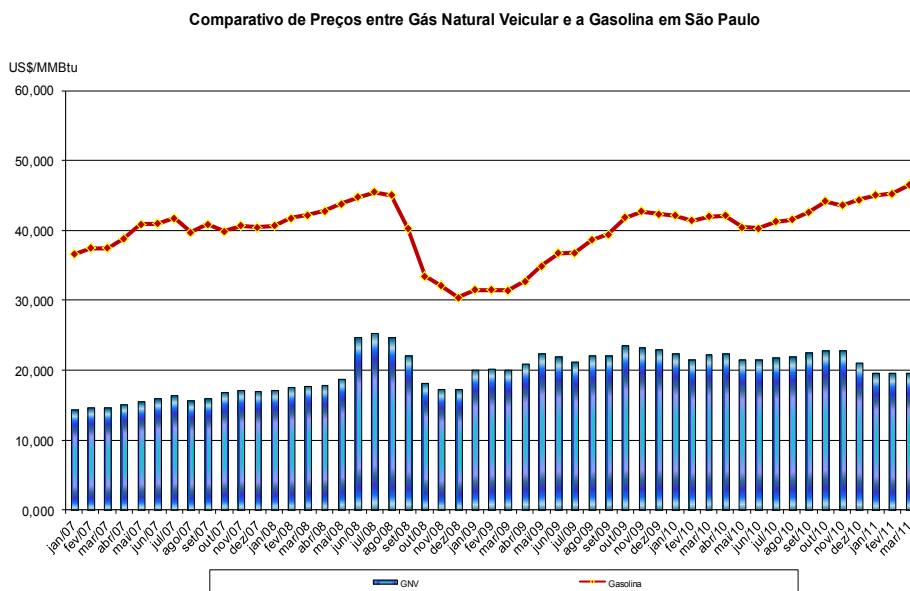
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
MARÇO DE 2011



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)



Preço dos combustíveis ao consumidor final.



Gás Natural: preço do gás boliviano.

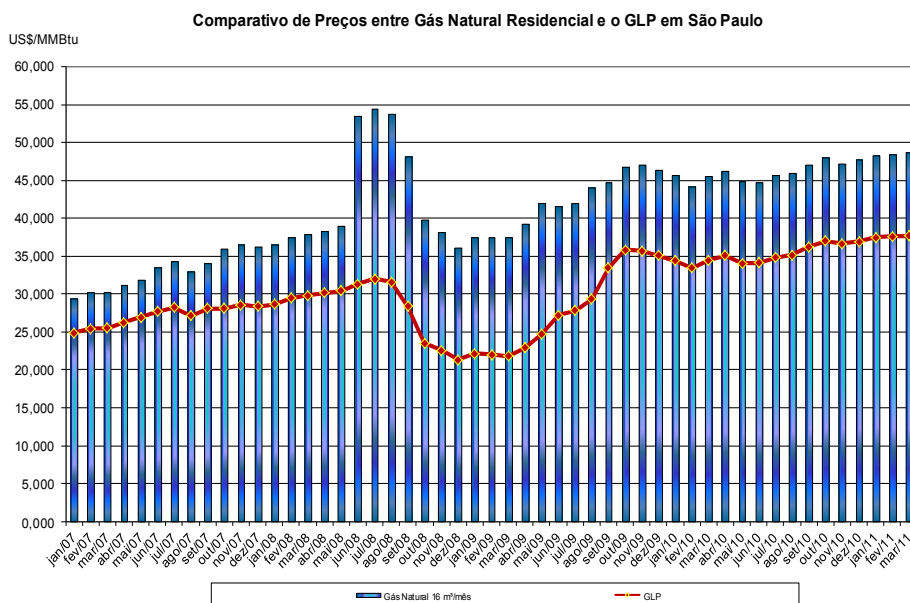
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

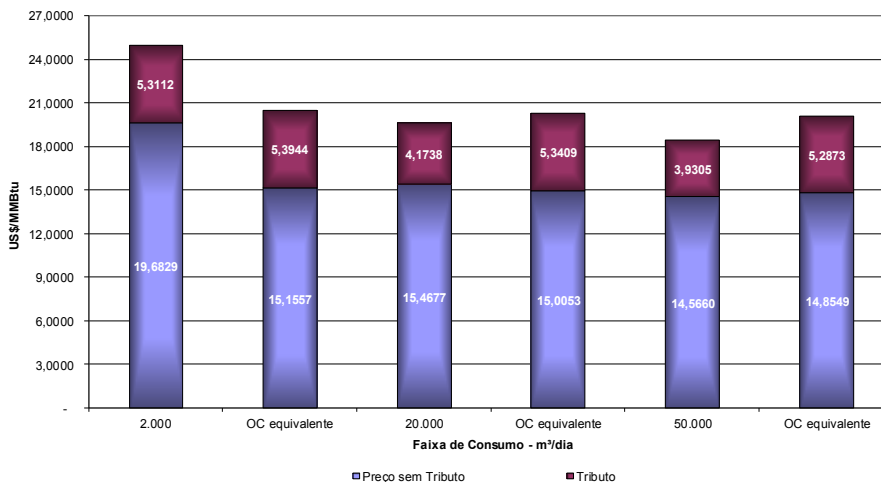
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

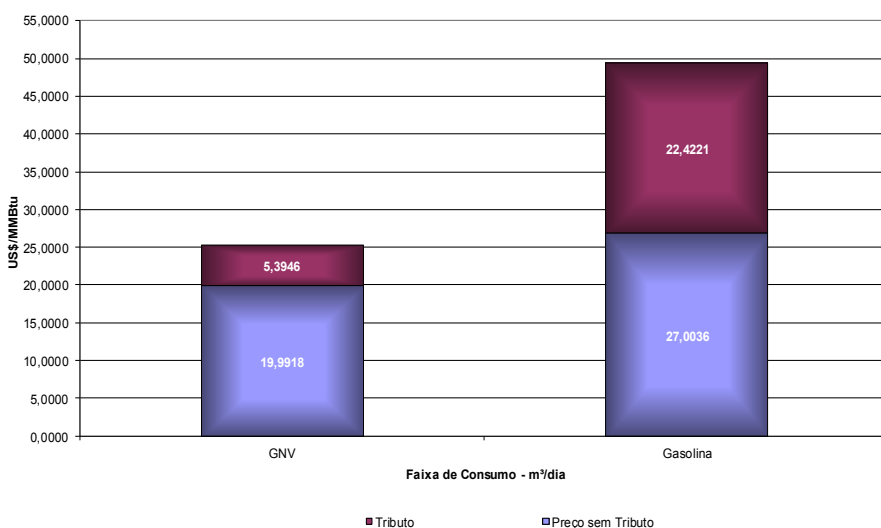
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
MARÇO DE 2011



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
MARÇO DE 2011



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

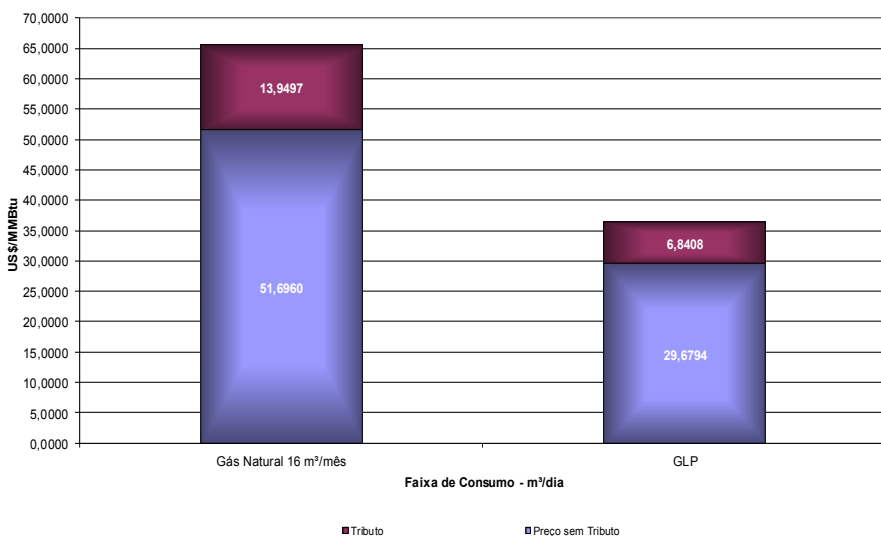
Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

Gás Natural:
9.400 kcal/m³

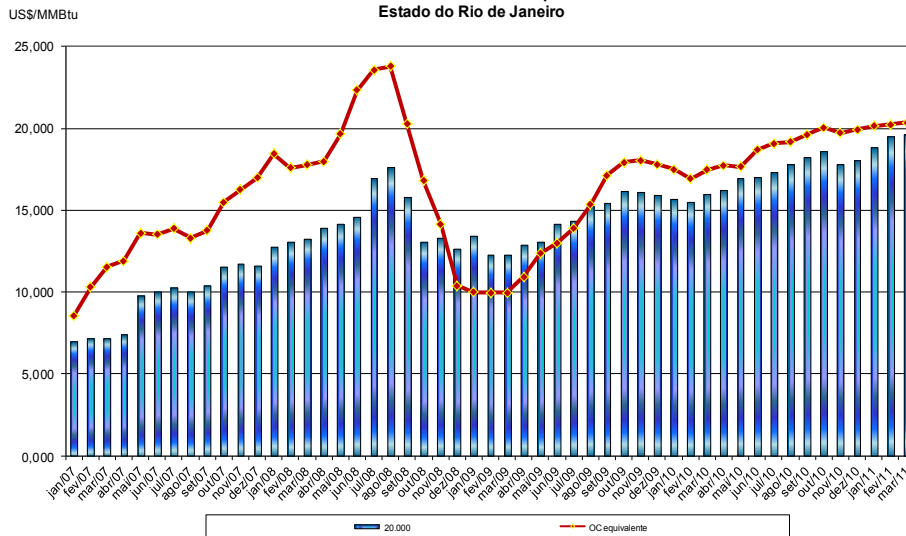
GLP:
11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
MARÇO DE 2011



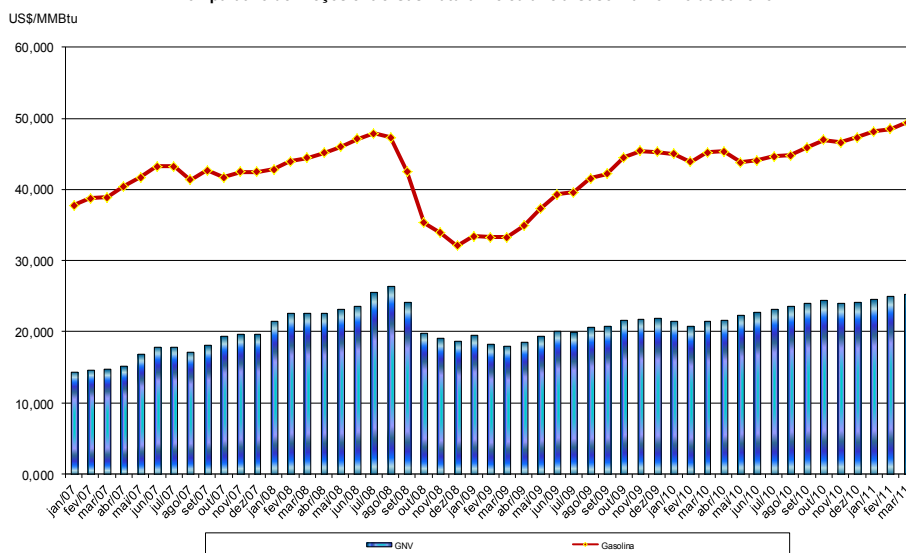
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

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



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

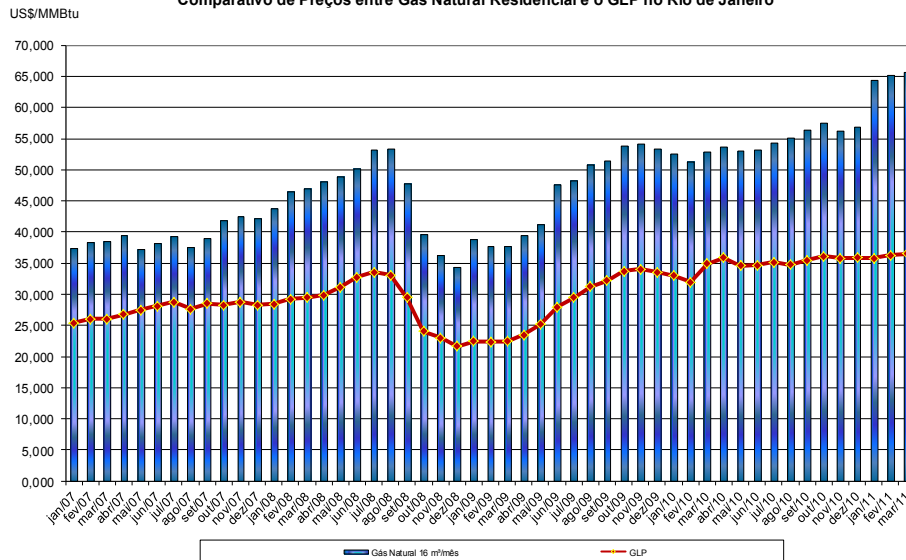
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

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 I	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)	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 TAIPIU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Tapui (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 Paulínea-Taubatê)	Paulínea (SP)	Taubatê (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubatê - Japeri)	Taubatê (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 Paulínea - Jacutinga	Paulínea (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
Caraguatatuba - Taubatê	Caraguatatuba (SP)	Taubatê (SP)	96,0	26	15	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.481,0			
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			9.391,2			

(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	2010
Acumulado	4.001	5.431	5.431	5.713	5.715	5.734	5.759	5.759	6.421	7.175	7.696	9.295
Realizado no Ano		1.430	0	282	2	19	25	0	662	754	521	1.599

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, maio de 2011

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
Malha Sudeste			98,0			98,0			
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	60,0	AO	mai-10	jun-11
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	38,0	AO	jun-10	jun-11

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, maio de 2011

LO: Licença de Operação

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
GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia	14	A definir	set-13
GNL - LIQUEFAÇÃO DE GN DO PRÉ-SAL	14	A definir	dez-15

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, maio de 2011

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

Nos meses de abril e maio de 2011, foram emitidas licenças para ações inseridas no Programa de Aceleração do Crescimento. No que tange à área de gás natural, destacam-se:

28/04/2011 - Emissão, pelo IBAMA, da Licença de Instalação (LI) para o Teste de Longa Duração (TLD) de Aruanã;

06/05/2011 - Emissão, pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo, da Licença de Operação (pré-operação) para os gasodutos GASAN II e GASPAL II;

10/05/2011 – Emissão, pelo IBAMA, da Licença de Operação (LO) para todas as unidades de tratamento de gás natural de Caraguatatuba.

Destaca-se ainda para o mês de abril:

19/04/2011 - Início do escoamento da produção de gás natural do campo de Mexilhão.

Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até abril de 2011.

Gasodutos GASAN II

- Concluída a construção e montagem em 17/03/2011;
- Apto a iniciar a operação em 01/06/2011.

Gasoduto GASPAL II

- Concluída a construção e montagem e a inertização;
- Obtenção da autorização de operação até 01/06/2011.

Fonte: Sala de Monitoramento do MME/DGN, maio de 2011.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			80.896,0
REGIÃO SUDESTE / SUL			
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
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)	2009	4.860,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2004	1.500,0
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0
UPGN II - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UPGN III - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UAPO - Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0
UPGN-UEG	Araucária (PR)	FO*	2.200,0
Total Sudeste / Sul			46.690,0
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 Resolução ANP n.º 17/2010.

* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

AMPLIAÇÃO DAS UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

UNIDADE PRODUTORA EM CONSTRUÇÃO	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (mil m ³ /dia)	DATA DE CONCLUSÃO
TOTAL		18.000	
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	31/1/2012
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	3.000	

Fontes:

ANP/SRP, conforme a Resolução ANP n.º 17/2010.

Sala de Monitoramento MME/DGN, abril de 2011.

* As unidades de Caraguatatuba já possuem a Licença de Operação (LO).

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 m ³ /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	-	188,89	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	325	164,33	224,97	149,67
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	6,27	-	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	199,80	222,22	-
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	-	182,56	-
Piratininga 1 e 2 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	-	470,34	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	260	182,56	-	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	128,39	214,48	147,56
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	-	150	-
Linhães	ca	204	5,66	ES	-	135,60	-	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	106,40	292,49	140,34
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	291,41	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	-	58,89	-
Norte Fluminense - Preço 3					200	-	102,84	-
Norte Fluminense - Preço 4					85	-	149,33	-
TOTAL Sudeste/Centro-Oeste	-	5.549	-	-	4.450	-	-	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	153	-	385,22	-
Uruguaiana ⁽³⁾	cc	640	4,37	RS	-	141,18	-	-
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	-	219	-
TOTAL Sul	-	1.285	-	-	611	-	-	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	401,67	-	-
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	-	204,43	-
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	-	287,83	-
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	-	188,15	-
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	185,67	492,29	-
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	-	82,34	-
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	-	70,16	-
TOTAL Nordeste	-	2.160	-	-	1.598	-	-	-
TOTAL GERAL	-	8.994	-	-	6.659	-	-	-

UTES em Fechamento de Ciclo ⁽⁴⁾					
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	160	4,57	MS	ago/11
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	jan/12
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	87	4,25	RS	-

UTES em Construção					
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência
José de Alencar ⁽⁵⁾	Motor	300	5,49	CE	jan/12

Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos					
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência
Cacimbaes ⁽⁶⁾	cc	127	4,89	ES	jan/13
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	jan/13
MC2 Joinville ⁽⁶⁾	Motor	330	4,22	ES	dez/12
MC2 João Neiva ⁽⁶⁾	Motor	330	4,22	ES	dez/12

Fontes: ANEEL/Petrobras, abril de 2011.
ONS, Fax-preço semana operativa 30/04/2011 a 06/05/2011
DMSE/SEE/MME, abril de 2011.

NOTAS:

- (1) UTE Cuiabá indisponível segundo Despacho ANEEL n° 4.332, de 20/11/2009;
(2) UTEs Piratininga 1 e 2 e Piratininga 3 e 4 constam do Termo de Compromisso;
(3) UTE Uruguaiana indisponível por falta de gás natural;
(4) Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.
(5) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17/09/2008
(6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-5, de 30/09/2008

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	SE-CO	S	NE	N
26/03/2011 a 01/04/2011	0,00	0,00	0,00	0,00
02/04/2011 a 08/04/2011	0,00	0,00	0,00	0,00
09/04/2011 a 15/04/2011	0,00	0,00	0,00	0,00
16/04/2011 a 22/04/2011	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2011 a 29/04/2011	7,01	7,01	0,00	0,00
30/04/2011 a 06/05/2011	14,69	14,69	14,75	14,69

Fonte: ONS, abril de 2011

NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS

