

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUES

- ⇒ **Produção nacional de gás natural:** Produção nacional média atinge 76,5 milhões de m³/d, novo recorde histórico. (pag. 04)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Aumento de 17% na queima de gás natural, influenciado principalmente pelo Sistema de Produção Antecipada - SPA de Sapinhoá e por problemas operacionais ocorridos no FPSO Cidade de Niterói. (pag. 05)
- ⇒ **Regaseificação de GNL:** Regaseificação média de GNL cai 5%, chegando a 14,8 milhões de m³/d. (pag. 06)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Consumo de gás natural no mercado volta a superar 90 milhões de m³/d. (pags. 08 e 09)

SUMÁRIO

<i>Balanco de Gás Natural no Brasil.....</i>	2
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural.....</i>	3
<i>Importação de Gás Natural.....</i>	6
<i>Oferta Interna Disponibilizada</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural.....</i>	8
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural.....</i>	10
<i>Preços e Competitividade.....</i>	12
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina e Uruguai.....</i>	16
<i>Legislação do Setor</i>	18
<i>Programa de Aceleração do Crescimento - PAC.....</i>	19
ANEXOS	
<i>Reservas Nacionais de Gás Natural.....</i>	20
<i>Infraestrutura de Transporte de Gás Natural.....</i>	21
<i>Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL existentes e evolução da Malha de Gás Natural.....</i>	22
<i>Parque Térmico a Gás Natural.....</i>	23
<i>Notas Metodológicas.....</i>	24

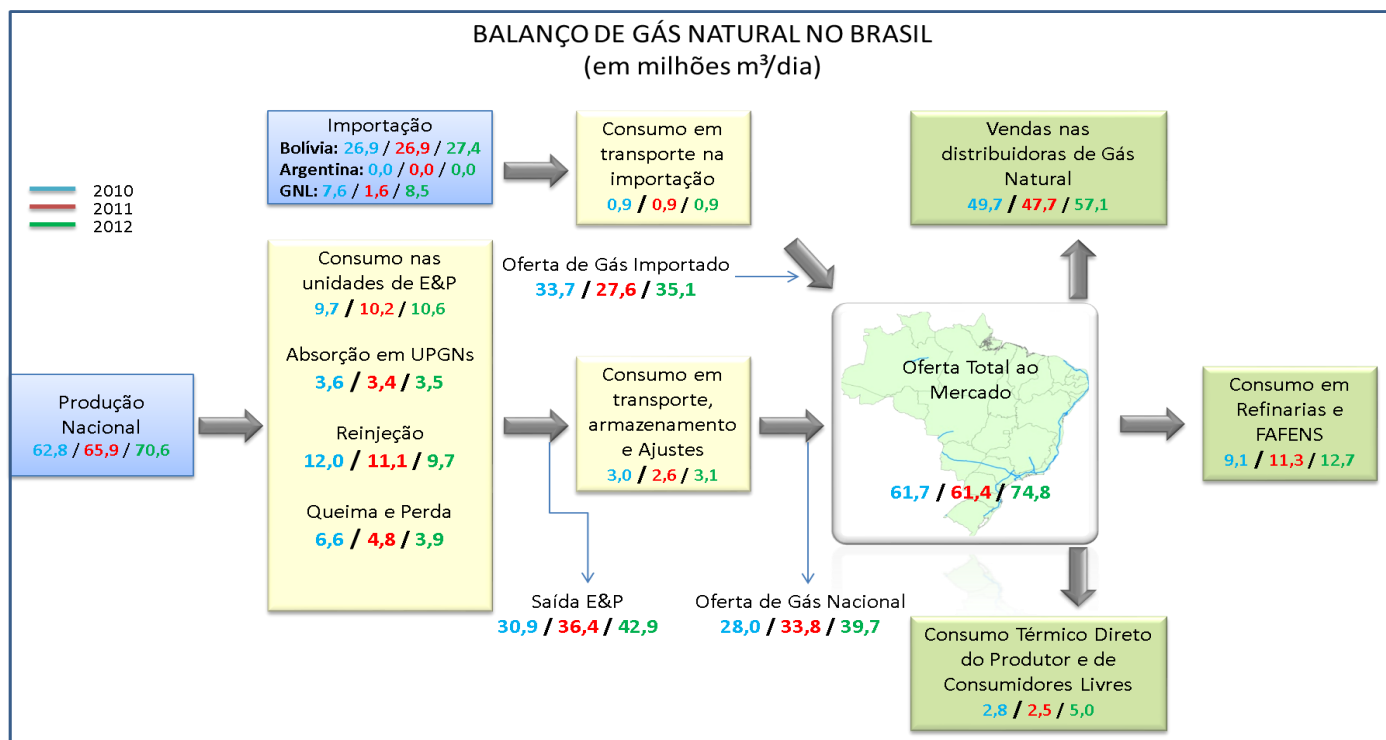
BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
PRODUÇÃO NACIONAL	59,16	57,91	62,84	65,93	71,12	67,10	66,27	65,31	68,40	71,98	70,98	71,38	71,74	72,97	73,31	76,18	70,58	75,85	76,54	76,18
Reinjeção	10,64	11,92	11,96	11,07	11,26	10,25	10,59	8,89	10,23	10,32	9,88	9,90	9,15	8,97	7,69	8,97	9,68	9,48	9,04	9,27
Queima e perda	5,97	9,38	6,64	4,81	4,49	3,29	3,66	3,63	3,61	3,57	3,59	3,59	4,56	4,49	4,54	4,33	3,95	3,90	4,56	4,22
Consumo nas unidades de E&P	7,90	8,45	9,72	10,15	10,71	10,59	10,38	10,47	10,62	10,56	10,68	10,42	10,46	10,69	10,28	10,95	10,57	10,51	10,76	10,63
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,18	2,67	2,93	2,64	1,86	2,37	3,06	2,53	3,79	2,85	3,69	3,23	3,86	3,58	2,46	4,27	3,14	5,64	3,53	4,62
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,48	3,39	3,56	3,43	3,43	3,52	3,35	3,38	3,44	3,67	3,61	3,58	3,35	3,61	3,54	3,73	3,52	3,56	3,51	3,54
Oferta de gás nacional ao mercado	28,99	22,10	28,04	33,83	39,37	37,08	35,23	36,41	36,71	41,02	39,53	40,66	40,36	41,63	44,79	43,94	39,73	42,76	45,13	43,91
IMPORTAÇÃO	30,92	22,92	34,55	28,50	19,93	28,12	33,41	41,35	39,71	30,84	25,67	26,29	44,46	49,58	49,79	43,54	36,04	47,56	47,49	47,53
Bolívia	30,54	22,20	26,91	26,86	19,91	28,06	30,84	27,74	29,93	25,23	22,28	21,61	30,38	31,55	31,62	31,52	27,54	31,98	31,67	31,83
Argentina	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	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,48
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,72	7,64	1,64	0,03	0,06	2,57	13,61	9,77	5,60	3,38	4,68	14,07	18,03	18,17	12,01	8,50	15,57	14,82	15,21
Consumo em transporte na importação	1,23	0,58	0,89	0,93	0,40	1,00	1,32	0,90	1,18	0,82	0,59	0,47	1,03	1,12	1,19	1,12	0,93	1,12	1,04	1,08
Oferta de gás importado ao mercado	29,69	22,35	33,66	27,57	19,53	27,12	32,08	40,45	38,53	30,01	25,08	25,82	43,42	48,46	48,60	42,42	35,11	46,43	46,45	46,44
OFERTA TOTAL AO MERCADO	58,69	44,45	61,70	61,40	58,90	64,20	67,31	76,87	75,23	71,03	64,61	66,49	83,78	90,09	93,39	86,36	74,84	89,20	91,59	90,35
Venda nas distribuidoras de gás natural	49,59	36,70	49,73	47,67	44,66	49,29	52,17	59,45	59,00	53,44	48,19	49,82	63,87	68,64	71,54	65,53	57,12	68,86	70,98	69,89
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	7,50	7,09	9,12	11,28	12,47	12,75	12,69	12,34	11,59	12,95	12,68	12,75	12,89	13,08	13,71	12,47	12,69	11,87	11,24	11,57
Consumos termelétricos direto do produtor e de Consumidores Livres (Celso Furtado/Termobahia/ Canoas/Termoarará/Termoagui/Euzébio Rocha/ Cuiabá / Maranhão IV e V)	1,60	0,66	2,84	2,46	1,77	2,17	2,45	5,08	4,65	4,64	3,73	3,92	7,02	8,36	8,14	8,36	5,03	8,47	9,36	8,90
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,4%	49,7%	45,4%	55,1%	66,8%	57,8%	52,3%	47,4%	48,8%	57,7%	61,2%	61,2%	48,2%	46,2%	48,0%	50,9%	53,9%	47,9%	49,3%	48,6%

Fonte: ANP, ABEGAS, TSB e PETROBRAS, mar/12

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

Observação: No balanço acima descrito, o consumo termelétrico de consumidores livres foi adicionado ao consumo termelétrico direto do produtor. É o caso da UTE Cuiabá, cujo despacho foi retomado no ano de 2012. Essa mudança impactou no histórico de consumo do balanço nacional de gás natural.



Equipe do Departamento de Gás Natural:

Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Mas-saharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, André Barros Martins e Rodrigo Willians de Carvalho.

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

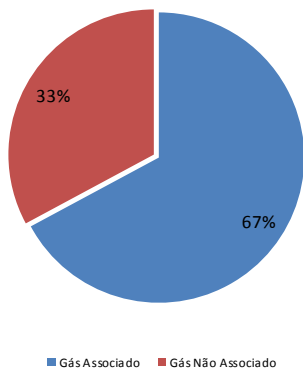
PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
Terra	17,19	16,56	16,51	16,84	16,53	16,08	16,61	15,79	16,85	17,15	16,46	16,75	17,04	16,97	16,99	17,49	16,73	17,40	18,69	18,01
Mar	41,97	41,35	46,33	49,08	54,59	51,03	49,66	49,52	51,55	54,83	54,52	54,62	54,70	56,00	56,32	58,68	53,85	58,45	57,85	58,16
Gás Associado	39,77	46,50	47,12	48,59	50,98	47,39	47,17	45,22	46,89	49,76	49,26	49,60	50,84	49,57	49,30	52,06	49,01	51,83	51,39	51,62
Gás Não Associado	19,39	11,41	15,72	17,34	20,15	19,72	19,10	20,09	21,51	22,23	21,72	21,77	20,90	23,40	24,01	24,12	21,57	24,03	25,15	24,56
TOTAL	59,16	57,91	62,84	65,93	71,12	67,10	66,27	65,31	68,40	71,98	70,98	71,38	71,74	72,97	73,31	76,18	70,58	75,85	76,54	76,18

UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
AL	Subtotal	2,23	2,03	1,84	1,54	1,54	1,52	1,19	1,43	1,42	1,39	1,50	1,61	1,69	1,56	1,80	1,53	1,61	1,71	1,66	
	Terra	1,88	1,69	1,55	1,27	1,27	1,26	1,14	1,43	1,42	1,39	1,44	1,37	1,44	1,47	1,53	1,39	1,35	1,46	1,40	
	Mar	0,35	0,34	0,30	0,28	0,26	0,25	0,06	0,00	0,00	0,00	0,06	0,25	0,25	0,09	0,27	0,15	0,26	0,25	0,25	
	Gás Associado	0,60	0,87	0,68	0,56	0,51	0,54	0,45	0,52	0,40	0,44	0,43	0,45	0,49	0,44	0,43	0,46	0,44	0,43	0,43	
	Gás Não Associado	1,63	1,16	1,17	0,98	1,03	0,98	0,74	0,91	1,01	0,95	1,07	1,16	1,20	1,12	1,36	1,30	1,07	1,17	1,28	1,22
AM	Subtotal	10,23	10,36	10,57	11,40	11,58	11,09	11,68	10,67	11,67	11,89	11,51	11,49	11,46	11,26	11,20	11,44	11,51	11,04	11,28	
	Terra	10,23	10,36	10,57	11,40	11,58	11,09	11,68	10,67	11,67	11,89	11,51	11,49	11,46	11,26	11,20	11,78	11,44	11,51	11,04	11,28
	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	10,13	10,20	10,43	11,31	11,43	10,76	11,23	10,30	11,39	11,56	11,40	11,46	11,41	11,07	11,03	11,57	11,22	11,31	10,97	11,15
	Gás Não Associado	0,09	0,16	0,14	0,09	0,15	0,33	0,45	0,37	0,28	0,33	0,11	0,03	0,05	0,19	0,17	0,20	0,22	0,20	0,07	0,14
BA	Subtotal	9,22	8,37	9,31	7,01	7,78	7,80	7,82	8,82	9,12	9,41	8,90	9,38	9,49	8,61	9,22	9,14	8,79	9,39	9,64	9,51
	Terra	3,52	3,21	3,12	2,90	2,57	2,57	2,60	2,45	2,51	2,72	2,35	2,64	2,79	2,92	2,89	2,85	2,66	2,81	3,04	2,92
	Mar	5,70	5,16	6,19	4,11	5,21	5,23	5,23	6,36	6,62	6,69	6,55	6,73	6,70	5,69	6,33	6,29	6,14	6,57	6,60	6,59
	Gás Associado	1,35	1,72	1,63	1,52	1,24	1,33	1,40	1,32	1,30	1,54	1,31	1,57	1,67	1,64	1,63	1,63	1,47	1,58	1,72	1,64
	Gás Não Associado	7,87	6,64	7,68	5,49	6,53	6,47	6,42	7,50	7,82	7,86	7,59	7,81	7,82	6,97	7,59	7,51	7,33	7,81	7,92	7,86
CE	Subtotal	0,18	0,15	0,12	0,09	0,10	0,10	0,09	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,08	0,09	0,08	0,09
	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	0,18	0,15	0,12	0,08	0,09	0,10	0,09	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,07	0,09	0,08	0,09
	Gás Associado	0,18	0,15	0,12	0,09	0,10	0,10	0,09	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,08	0,09	0,08	0,09
	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ES	Subtotal	7,68	2,94	7,39	11,85	10,58	10,83	10,26	9,49	9,96	10,53	10,12	9,63	10,80	11,24	12,11	12,57	10,68	12,75	12,68	12,72
	Terra	0,44	0,30	0,27	0,25	0,19	0,18	0,24	0,23	0,22	0,18	0,23	0,28	0,36	0,32	0,32	0,32	0,26	0,29	0,26	0,27
	Mar	7,24	2,64	7,12	11,60	10,39	10,65	10,03	9,26	9,74	10,35	9,90	9,35	10,44	10,92	11,79	12,25	10,42	12,46	12,42	12,44
	Gás Associado	1,20	1,18	2,63	5,37	4,79	4,05	3,92	3,76	3,76	4,92	4,90	4,73	5,36	5,72	6,56	7,15	4,97	7,59	7,70	7,64
	Gás Não Associado	6,48	1,76	4,76	6,47	5,80	6,78	6,34	5,73	6,20	5,61	5,22	4,90	5,44	5,52	5,56	5,42	5,71	5,16	4,98	5,07
MA	Subtotal	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	0,01	0,00	0,00	0,00	0,43	1,87	1,11
	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	0,01	0,00	0,00	0,00	0,43	1,87	1,11
	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás 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	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	0,01	0,00	0,00	0,00	0,43	1,87	1,11
PR	Subtotal	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	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	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	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RJ	Subtotal	24,00	28,76	27,77	25,71	29,25	28,06	27,52	27,01	27,27	28,49	28,43	28,37	28,73	28,69	28,55	28,79	28,26	27,89	27,04	27,49
	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	24,00	28,76	27,77	25,71	29,25	28,06	27,52	27,01	27,27	28,49	28,43	28,37	28,73	28,69	28,55	28,79	28,26	27,89	27,04	27,49
	Gás Associado	23,14	28,71	27,68	25,38	28,02	26,96	26,13	25,58	26,12	27,35	27,49	27,37	27,62	26,33	26,73	27,28	26,92	26,58	25,83	26,22
	Gás Não Associado	0,86	0,05	0,09	0,33	1,23	1,09	1,38	1,44	1,15	1,14	0,93	0,99	1,11	2,36	1,82	1,50	1,35	1,31	1,21	1,26
RN	Subtotal	2,54	2,09	1,89	1,74	1,56	1,54	1,54	1,57	1,61	1,53	1,45	1,51	1,51	1,52	1,51	1,62	1,54	1,59	1,59	1,59
	Terra	0,87	0,75	0,74	0,75	0,63	0,70	0,69	0,73	0,76	0,68	0,65	0,68	0,71	0,72	0,76	0,75	0,71	0,74	0,74	0,74
	Mar	1,67	1,34	1,15	0,99	0,93	0,83	0,84	0,83	0,86	0,85	0,80	0,82	0,80	0,80	0,76	0,87	0,83	0,86	0,85	0,85
	Gás Associado	1,48	1,42	1,24	1,26	1,11	1,12	1,09	1,12	1,17	1,09	1,05	1,10	1,51	1,52	1,14	1,17				

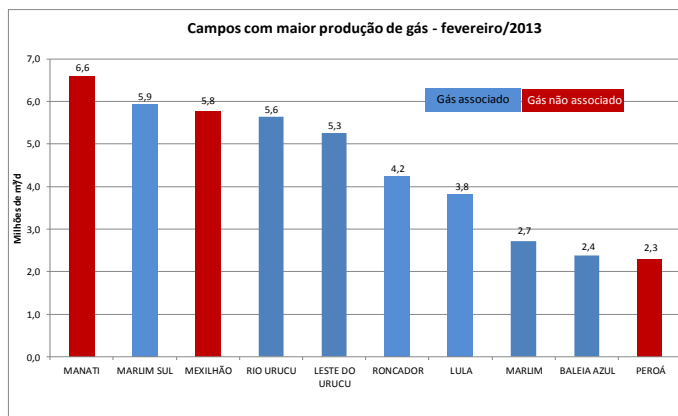
PRODUÇÃO NACIONAL E CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês anterior, a produção nacional aumentou 1%, fechando o mês com recorde histórico de 76,5 milhões de m³/d. Os gráficos abaixo esquematizam a produção nacional de fevereiro de 2013 levando-se em conta ao tipo de gás produzido (gás associado e não associado) e os campos de maior produção.

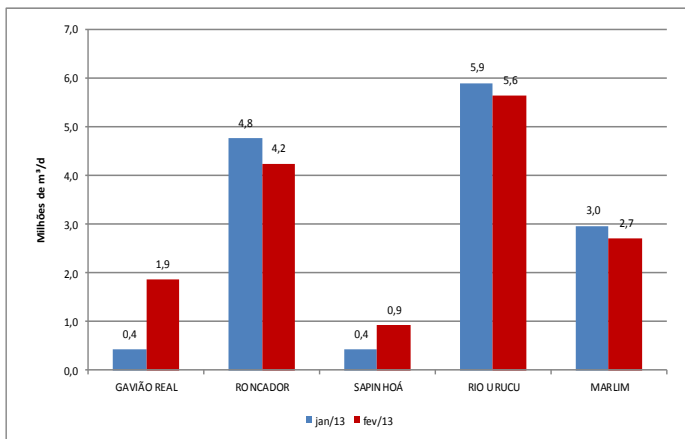
O gráfico abaixo apresenta o percentual de cada tipo de gás produzido em relação à produção total.



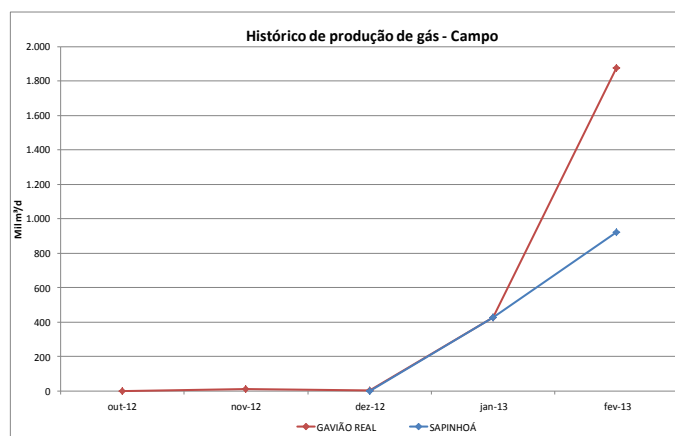
O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural, sendo estes responsáveis por 58% da produção nacional.



O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção de gás natural, comparando-se os meses de janeiro e fevereiro/13.



O gráfico abaixo apresenta histórico de produção dos campos de maior aumento em relação ao mês anterior: Gavião Real e Sapinhoá.

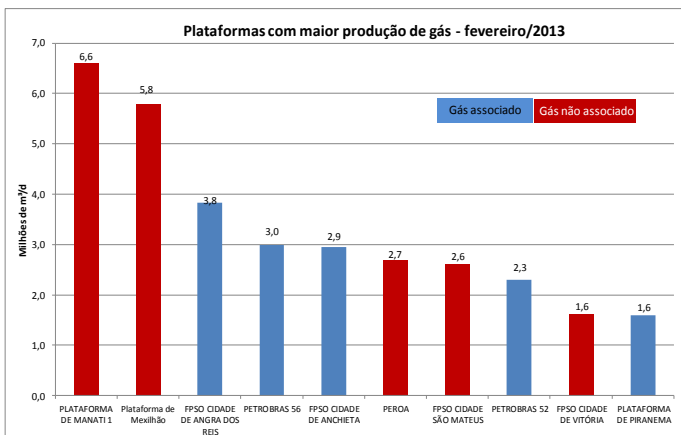


Destaca-se que 129 campos tiveram produção média superior a 10 mil m³/d, dos quais houve redução de produção em 70 e aumento em 59. A maior variação de produção ocorreu no campo Gavião Real, aumento de 1,5 milhão de m³/d.

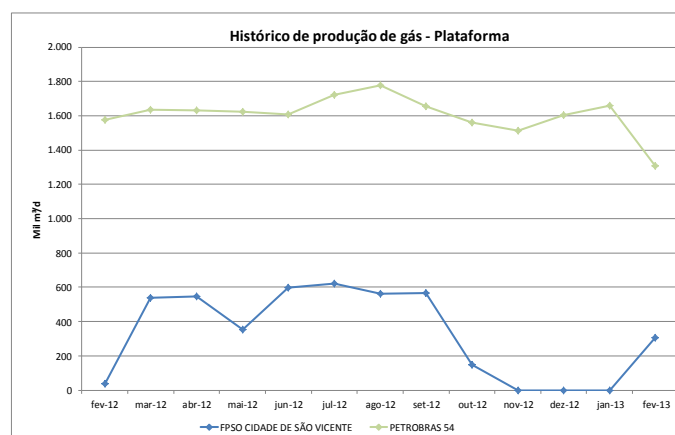
O campo Gavião Real, operado pela OGX Maranhão, está localizado no Estado do Maranhão (bacia do Parnaíba) e o campo Sapinhoá, operado pela Petrobras, está localizado no Estado de São Paulo (bacia de Santos).

UEP – UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de fevereiro/13.



O gráfico abaixo apresenta histórico de produção das UEP's de maior variação de produção (P-54 e FPSO Cidade de São Vicente).



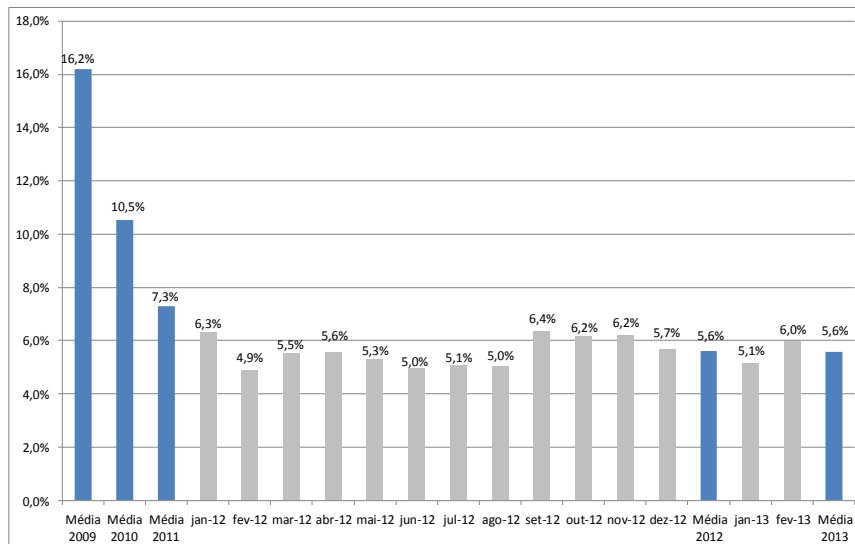
As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 43% da produção nacional. As UEP's que apresentaram maior variação da produção foram o FPSO Cidade de São Vicente e a plataforma P-54.

Destaca-se que o FPSO Cidade de São Vicente foi utilizado em TLD na área exploratória BM-S-11 até novembro de 2012, já em fevereiro de 2013 a mesma passou a realizar Sistema de Produção Antecipada - SPA em Sapinhoá. Quanto à P-54, que opera no campo Roncador, ressalta-se que houve parada programada na plataforma no mês de fevereiro de 2013.

Fonte: ANP, fev/13.

QUEIMA DE GÁS NATURAL

QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO

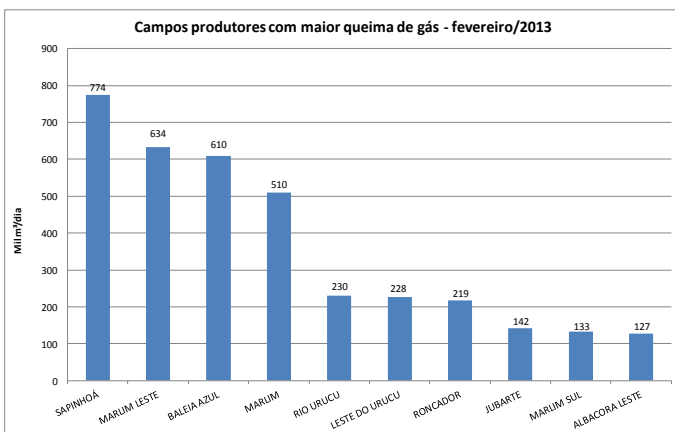


A queima de gás natural aumentou de 3,9 para 4,6 milhões de m³/d, influenciada principalmente pelo Sistema de Produção Antecipada - SPA de Sapinhoá e por problemas operacionais no FPSO Cidade de Niterói.

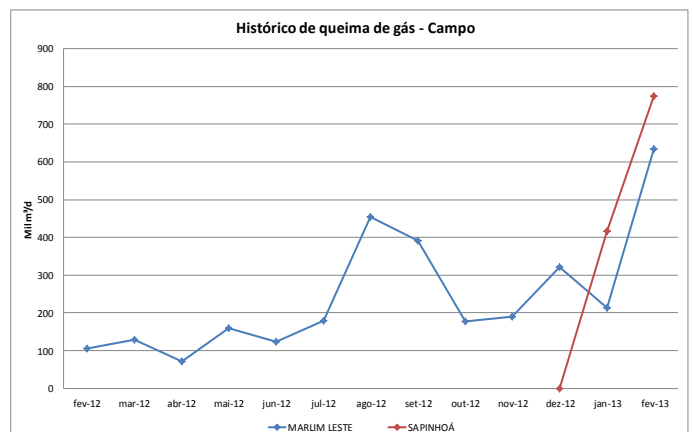
CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS

O gráfico abaixo apresenta os dez campos com maior volume de queima gás natural no mês de fevereiro/13.

Os campos que apresentaram maior variação na queima de gás natural foram Marlim Leste (aumento de 213 para 634 mil m³/d) e Sapinhoá (aumento de 416 para 774 mil m³/d).



Os dez campos apresentados no gráfico acima foram responsáveis por 79% do volume total de gás natural queimado no País.

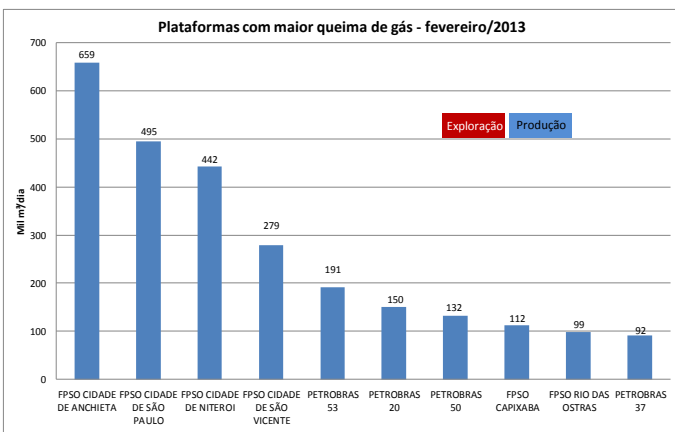


A produção do campo Marlim Leste é realizada por meio das UEP's P-53 e FPSO Cidade de Niterói, já no campo Sapinhoá a produção é realizada por meio das UEP's FPSO Cidade de São Paulo e FPSO Cidade de São Vicente.

UEP—UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO

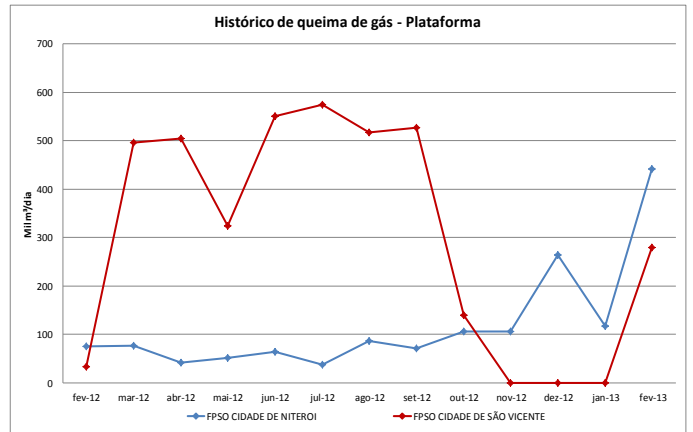
O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's com maior volume de queima gás natural no mês de fevereiro/13.

O gráfico abaixo apresenta histórico de queima de gás das UEP's de maior variação de volume em relação ao mês anterior.



As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 58% do volume total de queima de gás.

Fonte: ANP, fev/13.



Destaca-se que do volume total produzido no FPSO Cidade de São Vicente, que está sendo utilizado no SPA de Sapinhoá, apenas 9% foi aproveitado, já no FPSO Cidade de Niterói o aproveitamento foi de 42% (contra 83% do mês anterior), devido à problemas operacionais ocorridos na UEP.

IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,49	22,20	26,90	26,85	19,87	28,06	30,84	26,57	29,53	24,64	21,94	20,96	28,25	29,66	30,18	29,45	26,66	30,17	29,85	30,01
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	1,16	0,40	0,56	0,34	0,65	2,13	1,89	1,44	2,07	0,89	1,81	1,82	1,82
		MTGás		0,01	0,00	0,01	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
Subtotal			30,54	22,20	26,91	26,86	19,91	28,06	30,84	27,74	29,93	25,23	22,28	21,61	30,38	31,55	31,62	31,52	27,56	31,98	31,67	31,83
Argentina	Sulgás (TSB)		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	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,50
	Subtotal		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	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,50
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,72	7,64	1,64	0,03	0,06	2,57	13,61	9,77	5,60	3,38	4,68	14,07	18,03	18,17	12,01	8,50	15,57	14,82	15,20
Terminal GNL de Pecém *			0,00	0,64	2,49	1,13	0,03	0,06	1,24	2,14	1,69	0,33	0,51	1,27	2,91	4,42	4,55	4,25	1,95	4,21	3,65	3,95
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,08	5,15	0,51	0,00	0,00	1,33	11,47	8,09	5,27	2,88	3,41	11,16	13,61	13,63	7,77	6,55	11,36	11,17	11,27
TOTAL			30,92	22,92	34,55	28,50	19,93	28,12	33,41	41,35	39,71	30,84	25,67	26,29	44,46	49,58	49,79	43,54	36,04	47,56	47,49	47,53
Consumo em transporte na importação			1,23	0,58	0,89	0,93	0,40	1,00	1,32	0,90	1,18	0,82	0,59	0,47	1,03	1,12	1,19	1,12	0,93	1,12	1,04	1,08
Oferta de gás importado			29,69	22,35	33,66	27,57	19,53	27,12	32,08	40,45	38,53	30,01	25,08	25,82	43,42	48,46	48,60	42,42	35,11	46,43	46,45	46,44

Fontes: ANP e TBG, mar/13

* 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
Total 2008	26.270.651	31.904.700	69.966	41.979.868	15,93	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217	435.130.092	5,44	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606	2.852.763.304	6,94	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	290.630.684	556.693.599	1.220.819	582.838.980	12,69	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	1.548.294.858	2.380.299.998	5.219.956	3.131.973.682	12,58	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	36.193.746	61.065.010	133.914	80.348.697	11,46	Catar	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	31.978.450	44.224.896	96.984	58.190.653	13,99	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	9.553.850	14.002.440	30.707	18.424.263	13,20	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	205.262.313	266.892.331	585.290	351.174.120	14,88	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	35.283.753	45.981.148	100.836	60.501.511	14,84	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	318.272.112	432.165.825	947.732	568.639.243	14,24	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, março/2013

* 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.

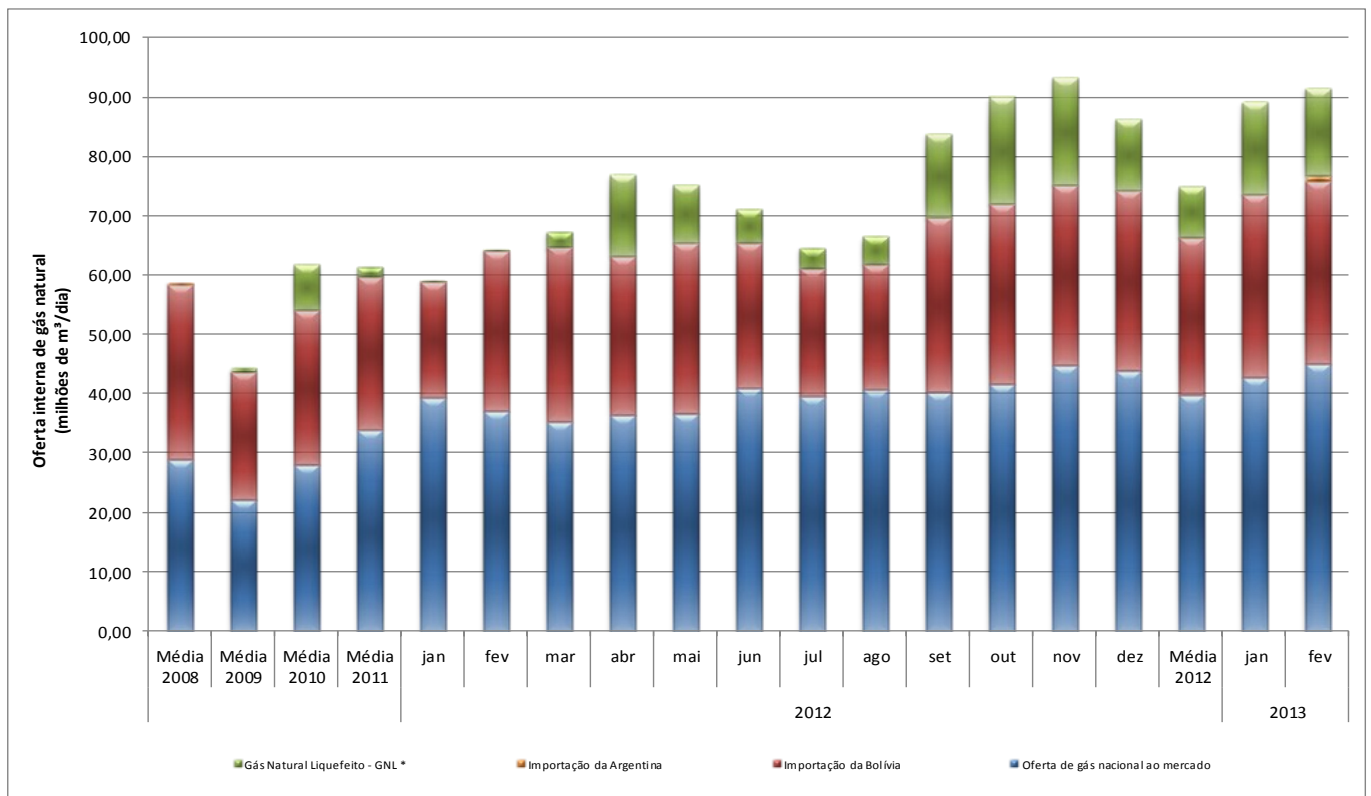
REEXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00) (PORTARIA MME Nº 67/2010)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regaseificável (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Destino	Porto de Saída
Total 2011	29.082.540	36.513.691	80.074	48.044.330	15,41	Argentina; Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
abr/2012	30.521.534	56.011.960	122.833	73.699.947	10,54	Japão	Rio de Janeiro - RJ
jul/2012	66.837.364	97.748.290	214.360	128.616.171	13,23	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
ago/2012	38.999.690	74.830.288	164.102	98.460.905	10,08	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
nov/2012	672.883	1.301.871	2.855	1.712.988	10,00	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	137.031.471	229.892.409	504.150	302.490.012	11,53	Japão; Argentina; Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	22.203.852	25.711.271	56.384	33.830.620	16,70	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	22.203.852	25.711.271	56.384	33.830.620	16,70	Argentina	Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, março/2013

* 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.

OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



Os valores de GNL correspondem aos volumes médios regaseificados.

COMENTÁRIOS

A oferta total de gás natural ao mercado apresentou pequeno aumento, cerca de 2,7%, fechando o mês de fevereiro em 91,6 milhões de m³/dia, acompanhando o aumento da demanda. A participação da oferta de gás nacional, de gás importado da Bolívia e da Argentina e de GNL regaseificado foi de 50%, 33%, 1% e 16%, respectivamente.

Aumento da oferta total de gás natural foi capitaneado pelo crescimento da produção nacional, cuja oferta líquida subiu de 42,8 para 47,2 milhões de m³/dia entre os meses de janeiro e fevereiro de 2013. Destaque para o crescimento de produção dos campos do Maranhão (+1,44 milhão de m³/dia, ou 335%), que passaram a suprir a recém-inaugurada usina termelétrica de Maranhão IV.

Por sua vez, a importação total por gasodutos cresceu 0,7 milhão de m³/dia como resultado do suprimento à UTE Uruguiana, que gerou durante todo o mês de fevereiro em razão do primeiro aditivo ao Memorando de Entendimento para intercâmbio energético celebrado entre os governos brasileiro e argentino. A elevação das ofertas nacional e importada por gasodutos possibilitou o recuo da média de importação por regaseificação de GNL, que caiu cerca de 5%.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

Na comparação do consumo de gás natural entre os meses de janeiro e fevereiro de 2013, foi observado crescimento de 89,19 para 91,96 milhões de m³/d (+3%). Os setores responsáveis por esse aumento foram Residencial, Comercial, Co-geração, que apresentaram crescimentos de 38,3%, 7,4%, 6,5%.

Quando comparamos os dados de fevereiro de 2013 com os do mesmo mês do ano anterior, o consumo de gás natural no segmento industrial apresenta queda de 9,8%. Nessa análise, algumas das principais distribuidoras do País registraram queda no consumo não termelétrico, como foi o caso da BR Distribuidora (-41%), Ceg (-9%), Ceg Rio (-13%) e Gasmig (-10%). Além do fato de 2012 ter sido bissexto, contribuíram para a retração fatores ligados à queda da atividade industrial. Segundo o IBGE, o setor apresentou maior recuo percentual no Espírito Santo, o mesmo Estado que apresentou a maior queda no consumo de gás natural.

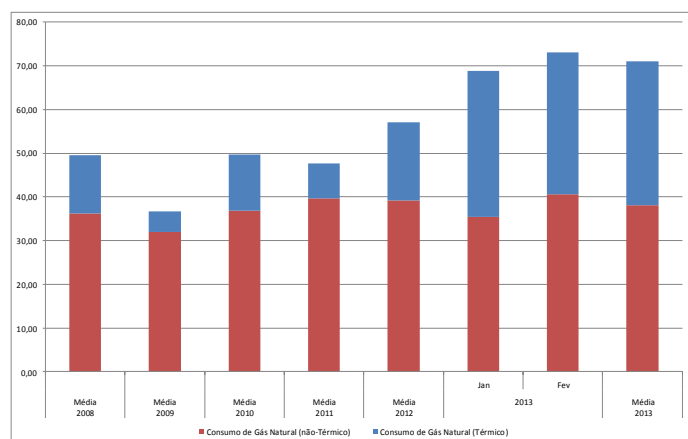
Ainda na comparação entre fevereiro de 2012 e de 2013, os segmentos residencial e termelétrico apresentaram a maior elevação, de 12,2% e 75,7%, respectivamente. O desempenho do primeiro está ligado à expansão da malha de gasodutos de distribuição (+8,8%). O do segundo, ao cenário hidrológico desfavorável observado a partir de setembro de 2012, que tem ocasionado elevado despacho termelétrico desde então.

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m ³ /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013	2013 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev		
Industrial *	33,40	28,96	35,41	40,85	41,15	42,52	41,73	41,02	41,08	41,85	42,31	42,82	43,02	42,84	43,00	38,57	41,82	38,66	38,73	38,69	42,8
Automotivo	6,63	5,77	5,50	5,40	5,17	5,34	5,49	5,36	5,30	5,25	5,18	5,29	5,41	5,28	5,24	5,54	5,32	4,90	5,06	4,98	5,5
Residencial	0,72	0,74	0,79	0,87	0,71	0,83	0,75	0,81	0,91	1,14	1,05	1,07	1,01	0,95	0,90	0,91	0,92	0,66	0,91	0,77	0,9
Comercial	0,61	0,59	0,63	0,68	0,65	0,67	0,71	0,70	0,70	0,77	0,74	0,76	0,75	0,73	0,69	0,75	0,72	0,66	0,70	0,68	0,8
Geração de Energia Elétrica *	14,94	5,31	15,77	10,42	8,15	11,73	15,60	25,86	23,95	18,67	12,09	13,59	30,68	37,49	40,77	37,88	23,03	41,86	43,42	42,60	47,2
Co-geração	2,26	2,43	2,90	3,01	2,95	3,01	2,93	3,03	3,20	3,24	3,13	2,85	2,80	2,68	2,67	2,60	2,92	2,40	2,56	2,48	2,7
Outros (inclui GNC)	0,15	0,64	0,68	0,17	0,12	0,12	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,11	0,13	0,11	0,06	0,16	0,11	0,1
TOTAL	58,71	44,44	61,69	61,40	58,90	64,20	67,31	76,87	75,24	71,03	64,61	66,49	83,78	90,09	93,39	86,37	74,84	89,19	91,54	90,30	100,0
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	13,50	14,51	16,20	16,22	16,01	16,48	16,79	16,38	17,85	17,08	17,98	17,23	17,67	17,88	16,29	18,95	17,22	19,71	19,22	19,48	
TOTAL GERAL	72,19	58,95	77,89	77,62	74,90	80,68	84,10	93,25	93,09	88,11	82,59	83,72	101,45	107,97	109,68	105,32	92,07	108,90	110,76	109,78	

* Inclui consumo direto do produtor

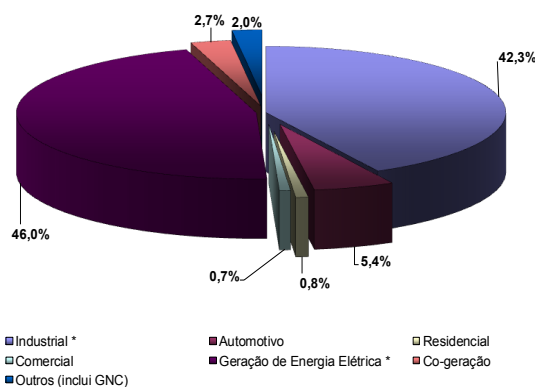
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, mar/13

EVOLUÇÃO DOS VOLUMES COMERCIALIZADOS PELAS DISTRIBUIDORAS



CONSUMO DE GÁS NATURAL

MÉDIA 2013



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013	2013 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		Jan	Fev		
					Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,44	0,50	0,53	0,51	0,50	0,50	0,53	0,58		0,60	0,57		
Bahíagás (BA)	3,47	3,10	3,67	3,84	3,83	3,76	3,72	3,70	3,91	4,07	3,89	3,68	3,71	3,55	3,54	3,57	3,74	4,30	4,54	4,41	6,31
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,91	2,65	2,92	2,71	2,85	3,52	3,30	2,75	2,93	2,87	3,27	3,67	3,26	3,06	2,97	2,91	2,94	4,21
Cebgás (DF)	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	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Ceg (RJ)	8,46	5,67	8,55	6,63	5,57	6,52	7,70	9,86	9,34	8,54	6,50	6,97	10,49	11,53	13,07	11,71	8,98	10,87	12,06	11,43	16,35
Ceg Rio (RJ)	9,14	3,76	6,09	4,32	4,11	5,20	5,75	7,03	4,88	5,40	5,31	4,80	7,22	9,92	10,55	8,94	6,59	11,17	10,36	10,79	15,43
Cegás (CE)	0,51	0,72	1,38	1,08	0,42	0,41	1,00	1,02	1,98	1,10	0,43	1,01	1,94	1,94	1,87	1,95	1,26	2,01	1,97	1,99	2,85
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,08	1,77	2,09	2,23	2,38	2,58	2,40	2,35	2,20	2,22	2,65	2,70	2,86	2,84	2,46	2,47	2,48	2,48	3,54
Comgas (SP)	14,28	11,66	13,45	13,25	12,51	13,47	13,63	15,38	15,20	13,85	13,23	13,41	15,61	16,21	15,85	14,54	14,40	15,34	15,39	15,37	21,98
Compagás (PR)	1,29	1,36	1,70	1,05	0,89	0,99	2,36	3,12	2,94	1,24	1,36	1,51	3,04	2,96	3,20	3,09	2,23	2,84	3,11	2,97	4,25
Copergás (PE)	1,15	1,29	2,34	2,36	2,09	3,00	1,85	1,15	2,80	2,45	1,70	2,04	3,17	2,96	3,12	2,87	2,43	3,19	3,07	3,14	4,49
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,78	1,04	0,90	0,73	0,73	0,76	0,83	0,82	0,83	0,83	0,83	0,82	0,82	0,83	0,88	0,86	0,87	1,24
Gasmig (MG)	2,40	1,50	2,63	2,91	2,97	3,14	3,57	4,03	3,40	3,24	3,02	3,53	4,32	3,96	4,30	3,96	3,62	4,24	4,13	4,19	5,99
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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mtgás (MT)	0,03	0,01	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	0,01	0,02	0,02	0,02
Msgás (MS)	0,28	0,15	0,86	0,24	0,32	0,34	0,28	1,51	1,25	0,60	0,35	0,18	1,19	1,94	1,97	1,99	0,99	2,35	2,76	2,54	3,64
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,35	0,36	0,36	0,36	0,35	0,35	0,37	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,36	0,36	0,35	0,34	0,35	0,50
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,39	0,37	0,38	0,38	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	0,33	0,34	0,32	0,27	0,35	0,30	0,30	0,30	0,42
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,44	1,39	1,38	1,37	1,39	1,37	1,23	1,34	1,38	1,46	1,40	1,37	1,14	1,35	1,22	1,35	1,28	1,83
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,83	1,71	1,79	1,83	1,86	1,90	1,86	1,92	1,91	1,89	1,89	1,90	1,63	1,84	1,68	1,78	1,73	2,47
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,25	0,26	0,27	0,27	0,27	0,26	0,28	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,28	0,27	0,28	0,27	0,39
Sulgás (RS)	1,74	1,31	1,49	1,80	1,57	1,69	1,74	1,74	1,85	1,86	1,76	1,79	1,89	2,03	1,86	1,72	1,79	1,80	2,67	2,21	3,17
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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DISTRIBUIDORAS	49,59	36,70	49,73	47,67	44,66	49,29	52,17	59,45	59,00	53,44	48,19	49,82	63,87	68,64	71,54	65,53	57,13	68,86	70,98	69,92	100,0

Fonte: Abegás, mar/13

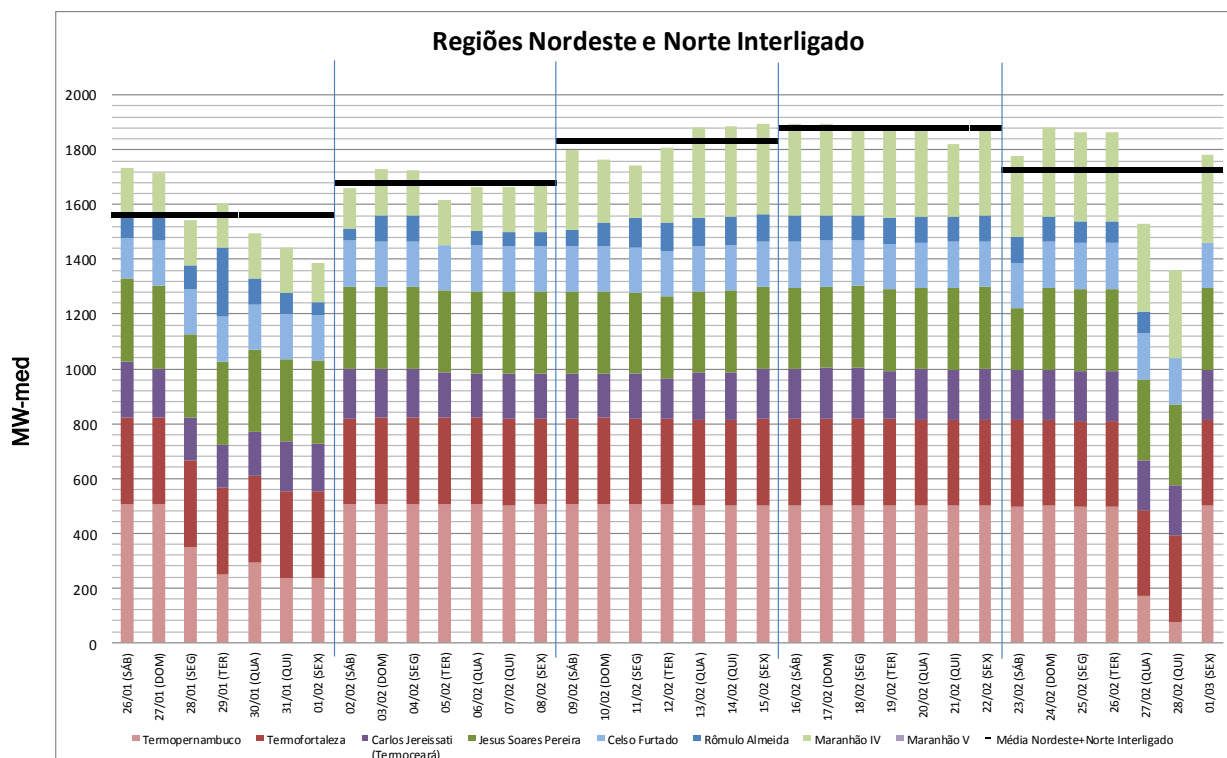
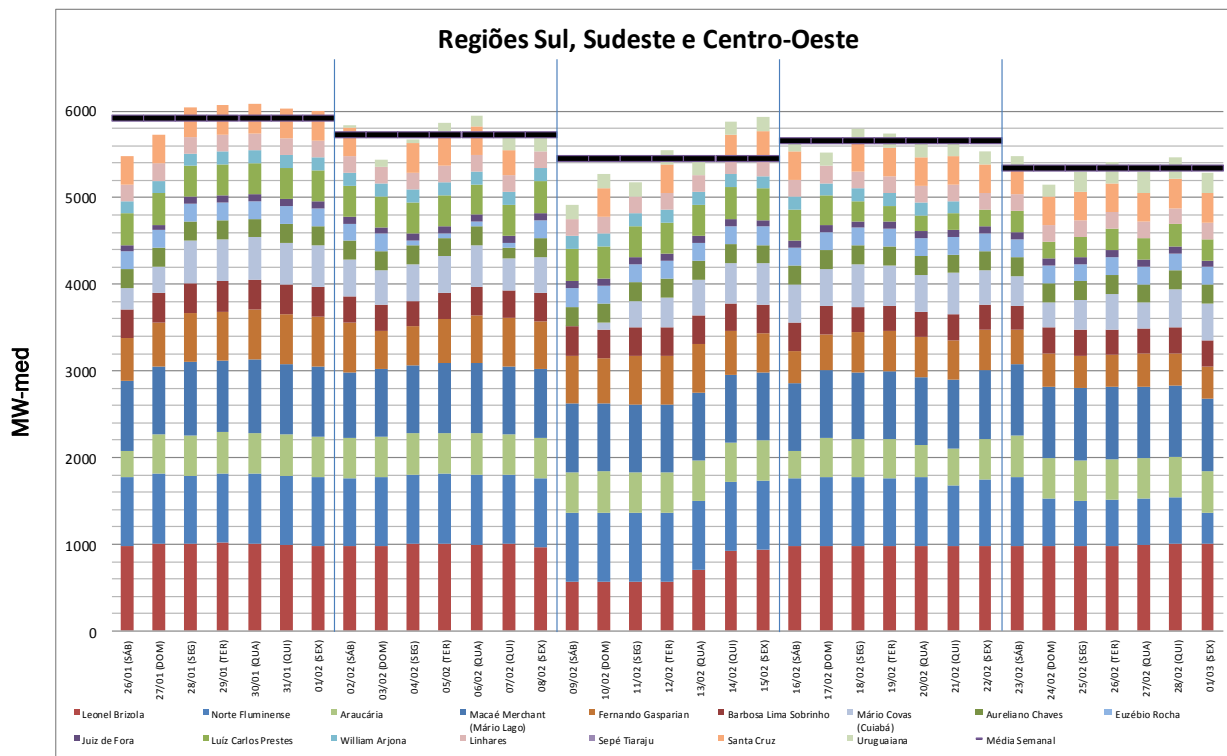
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013	2013 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		Jan	Fev		
					Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,44	0,50	0,53	0,51	0,50	0,50	0,53	0,58		0,60	0,57		
Bahíagás (BA)	3,47	3,09	3,67	3,83	3,80	3,76	3,71	3,70	3,91	4,07	3,89	3,68	3,69	3,54	3,54	3,56	3,74	3,41	3,50	3,46	9,1
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,86	2,65	2,92	2,71	2,84	2,52	2,76	2,75	2,93	2,87	2,79	2,61	2,20	2,71	1,90	1,73	1,82	4,8
Cebgás (DF)	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	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0
Ceg (RJ)	4,92	4,27	4,84	4,86	4,57	4,51	4,75	4,54	4,79	4,63	4,68	4,73	4,76	4,37	4,33	4,47	4,59	2,72	4,10	3,41	9,0
Ceg Rio (RJ)	2,32	2,08	2,25	2,21	2,05	2,41	2,33	2,24	2,27	2,10	2,25	1,96	2,11	2,12	2,18	1,95	2,16	2,39	2,09	2,24	5,9
Cegás (CE)	0,46	0,42	0,43	0,46	0,42	0,41	0,43	0,42	0,45	0,43	0,43	0,45	0,42	0,44	0,45	0,41	0,43	0,46	0,43	0,44	1,2
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,04	0,03	0,1
Comgas (SP)	13,37	11,61	12,61	13,10	12,50	13,25	12,79	12,70	13,29	13,08	13,22	13,33	13,20	13,37	13,05	11,81	12,97	12,54	12,84	12,69	33,4
Compagás (PR)	0,87	0,81	0,96	1,01	0,89	0,99	1,00	1,04	1,07	1,03	1,07	1,05	1,06	1,06	1,07	0,93	1,02	0,87	3,11	1,99	5,2
Copergás (PE)	0,99	0,89	0,98	1,00	0,98	1,00	1,04	1,00	1,01	1,01	0,99	1,06	1,14	1,18	1,07	1,06	1,04	1,09	1,04	1,06	2,8
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,78	1,04	0,90	0,73	0,73	0,76	0,83	0,82	0,83	0,83	0,83	0,82	0,82	0,83	0,88	0,86	0,87	2,3
Gasmig (MG)	1,62	1,26	1,86	2,84	2,96	2,97	2,83	2,77	2,77	2,83	2,87	3,25	3,12	2,71	2,85	2,58	2,88	2,77	2,67	2,72	7,2
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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,01	0,01	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	0,01	0,02	0,02	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,15	0,21	0,23	0,23	0,19	0,20	0,18	0,23	0,16	0,23	0,16	0,18	0,19	0,20	0,20	0,20	0,21	1,81	1,01	2,7
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,35	0,36	0,36	0,36	0,35	0,35	0,37	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,36	0,36	0,35	0,34	0,35	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,39	0,37	0,38	0,38	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	0,33	0,34	0,32	0,27	0,35	0,30	0,30	0,30	0,8
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,44	1,39	1,38	1,37	1,39	1,37	1,23	1,34	1,38	1,46	1,40	1,37	1,14	1,35	1,22	1,35	1,28	3,4
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,83	1,71	1,79	1,83	1,86	1,90	1,86	1,92	1,91	1,89	1,89	1,90	1,63	1,84	1,68	1,78	1,73	4,5
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,25	0,26	0,27	0,27	0,27	0,26	0,28	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,28	0,27	0,28	0,27	0,7
Sulgás (RS)	1,38	1,31	1,49	1,80	1,57	1,69	1,74	1,74	1,85	1,85	1,76	1,79	1,89	2,03	1,86	1,72	1,79	1,80	1,67	1,74	4,6
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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	36,27	32,05	36,80	39,71	38,28	39,73	39,03	38,67	39,69	39,41	39,84	40,15	40,22	39,51	38,91	36,02	39,12	35,46	40,58	38,02	100,0

Fonte: Abegás, mar/13

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

Semana	SE-CO	S	NE	N
26/01/2013 a 01/02/2013	304,52	304,52	289,66	289,66
02/02/2013 a 08/02/2013	172,93	172,93	172,93	172,93
09/02/2013 a 15/02/2013	155,23	155,23	151,11	151,11
16/02/2013 a 22/02/2013	214,37	214,37	212,09	212,09
23/02/2013 a 01/03/2013	309,15	309,15	309,15	309,15

Fonte: ONS, março de 2013

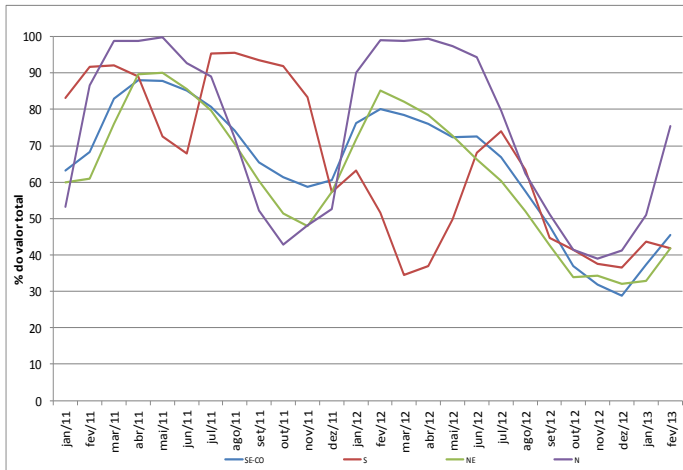
LEGENDA:

- EL – Razão Elétrica
- PE – Perdas
- EN – Razão Energética
- IN – Inflexibilidade
- EX – Exportação
- GE – Garantia do Suprimento Energético
- GFOM – Geração Fora da Ordem do Mérito de Custo (Res. ANEEL 272/07)

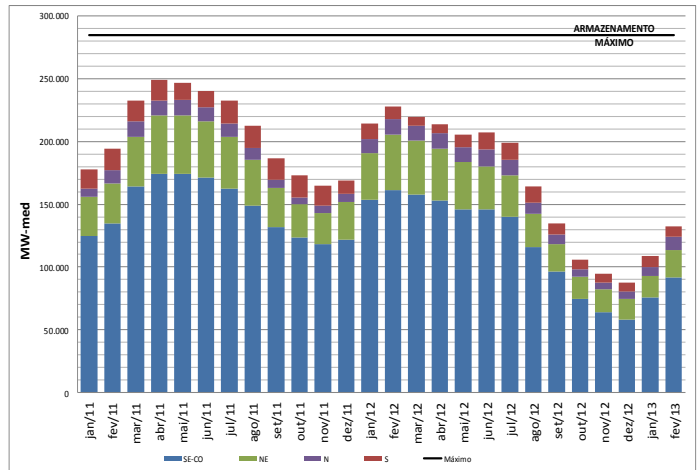
ARMAZENAMENTO E AFLUÊNCIAS NO SIN (2011-2012)

ENERGIA ARMAZENADA

EM % DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

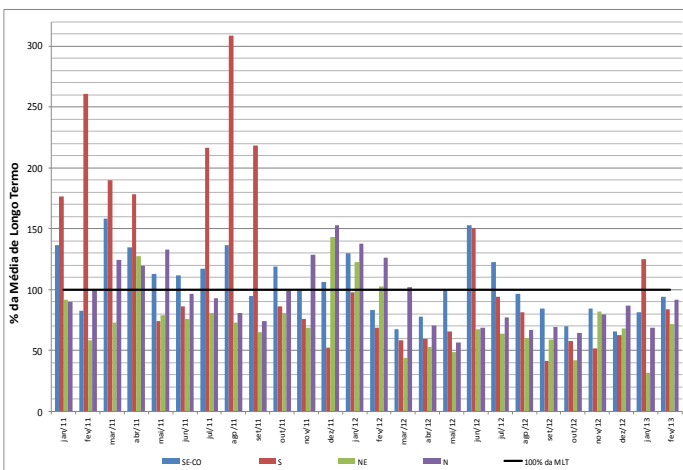


EM MW-MED

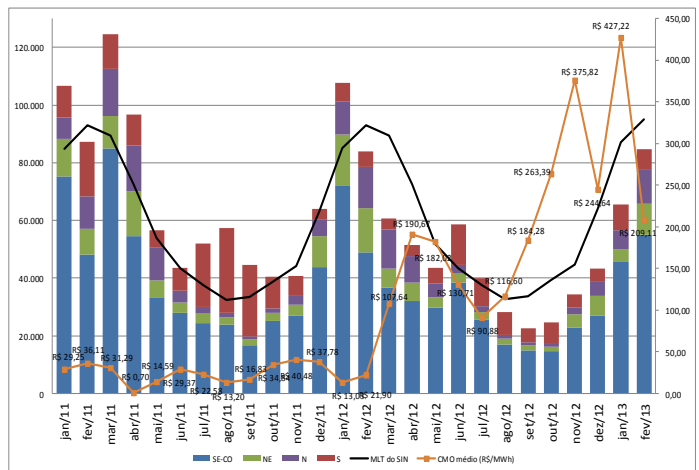


ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

EM % DA MÉDIA DE LONGO TERMO (MLT)



EM MW-MED



COMENTÁRIOS

A geração termelétrica a gás natural no mês de fevereiro cresceu 1,7% em relação a janeiro, a despeito do fato de a maioria das UTEs a gás terem apresentado queda no volume de geração no decorrer do mês. As usinas que apresentaram elevação foram Maranhão IV, que despachou durante todo o mês de fevereiro, elevando sua média mensal de 42 para 267 MW-med, Willian Arjona, que gerou durante as três primeiras semanas de fevereiro, e Araucária, cujo volume de geração subiu 5,7% em relação a janeiro. As UTEs de Juiz de Fora e Cuiabá tiveram a mesma média de despacho do mês anterior, ao passo que as demais apresentaram queda.

Destacamos o retorno da UTE Uruguiana, que gerou durante todo o mês (150 MW-med), e que desde 2008 não era despachada. O retorno resultou do primeiro aditivo ao Memorando de Entendimento celebrado entre Brasil e Argentina, que possibilitou o livre trânsito de gás natural brasileiro pela malha de gasodutos daquele país.

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - FEVEREIRO DE 2013

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
		sem desconto	com desconto			
Nordeste	Gás Nacional	13,6300	9,2684	17,5158	16,8383	16,4320
Sudeste	Gás Nacional	13,3597	9,0846	18,1526	14,8976	14,3345

Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,4234	1,7814	10,2048	18,1526	14,8976	14,3345
Sul	Gás Importado	8,4355	1,7908	10,2263	20,6172	18,6830	18,2819
Centro Oeste	Gás Importado	9,6900	1,8247	11,5147	24,4390	20,8305	20,5899

Fonte: MME/SPG/DGN, março/13.

* Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

* Os preços ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nas informações de preço disponibilizadas nos sites das distribuidoras ou das agências reguladoras estaduais.

* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de fevereiro/13 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 22,80% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (fevereiro/13):	1,9733
---	---------------

Fonte: MME/SPG/DGN, março/13.

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
PPT	4,21	3,86	4,25	4,74	4,65	4,73	4,71	4,66	4,54	4,48	4,51	4,58	4,62	4,60	4,55	4,55	4,60	4,60	4,68	4,64

Fonte: MME/SPG/DGN, março/13.

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 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2013		Média 2013
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
Gás russo na fronteira da Alemanha	12,68	8,55	7,94	10,23	11,90	11,79	12,07	12,13	12,13	12,12	10,98	11,00	10,98	11,17	11,23	11,23	11,54	10,99	10,96	10,98
NBP*	11,41	4,96	6,39	9,35	8,44	9,20	9,40	9,33	8,77	8,47	8,56	8,58	9,80	10,34	10,47	10,98	9,36	10,60	10,24	10,43
Henry Hub	8,86	3,95	4,38	4,00	2,58	2,44	2,09	1,89	2,35	2,37	2,86	2,74	2,75	3,20	3,42	3,22	2,70	3,21	3,21	3,21
Petróleo Brent	17,28	10,96	14,16	19,82	19,77	21,33	22,26	21,49	19,69	17,03	18,38	20,19	20,20	19,95	19,55	19,53	19,91	20,12	20,75	20,42
Petróleo WTI	17,74	10,99	14,14	16,93	17,84	18,22	18,91	18,40	16,84	14,67	15,66	16,77	16,86	15,95	15,45	15,71	16,69	16,86	16,98	16,92
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	97,01	61,50	79,48	111,25	110,99	119,70	124,93	120,59	110,52	95,59	103,14	113,34	113,38	111,97	109,71	109,64	111,76	112,93	116,46	114,61
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	99,58	61,68	79,37	95,04	100,15	102,26	106,15	103,28	94,51	82,36	87,89	94,11	94,61	89,52	86,69	88,19	93,66	94,65	95,30	94,96

Fontes:

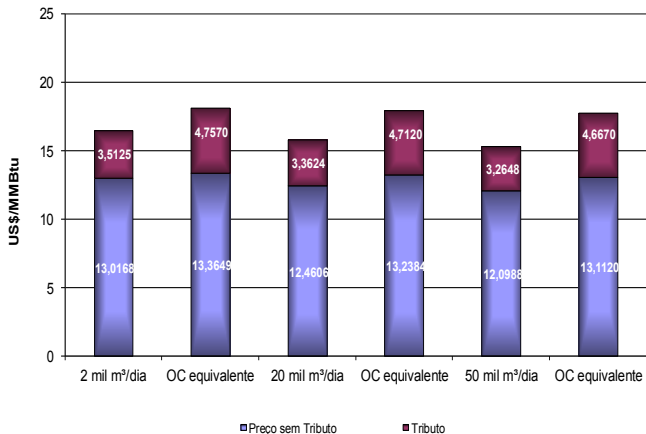
Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), março/13.

Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI), março/13.

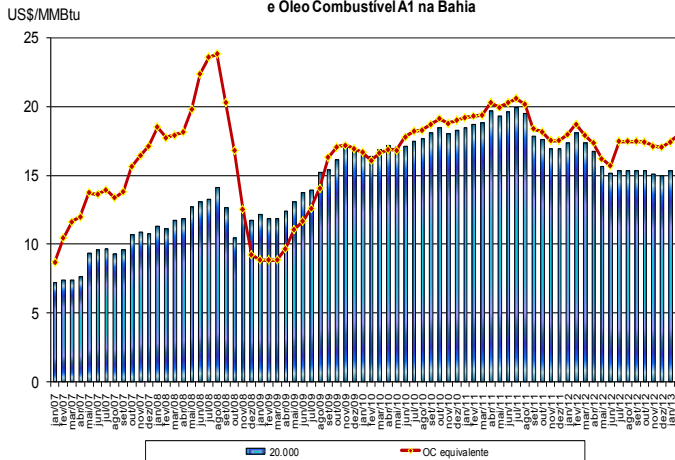
* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

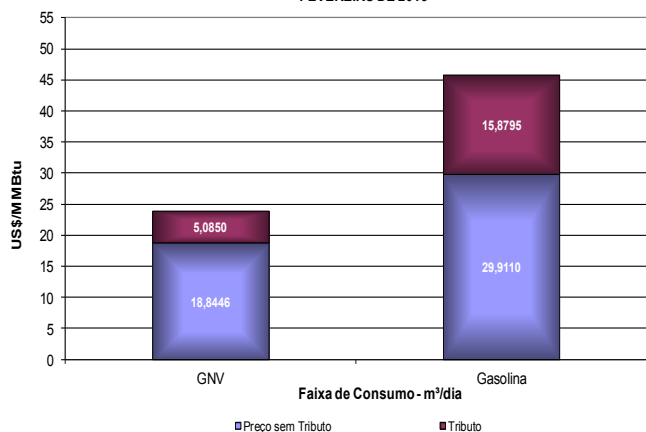
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
FEVEREIRO DE 2013



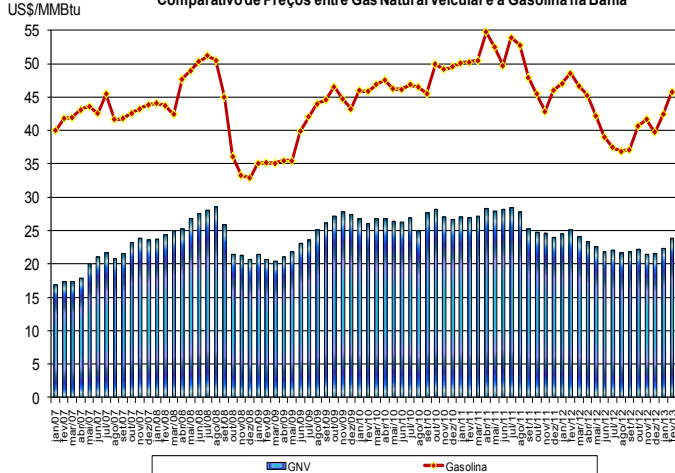
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



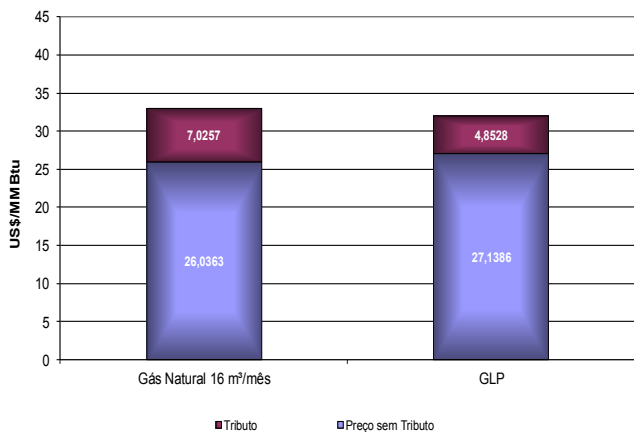
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
FEVEREIRO DE 2013



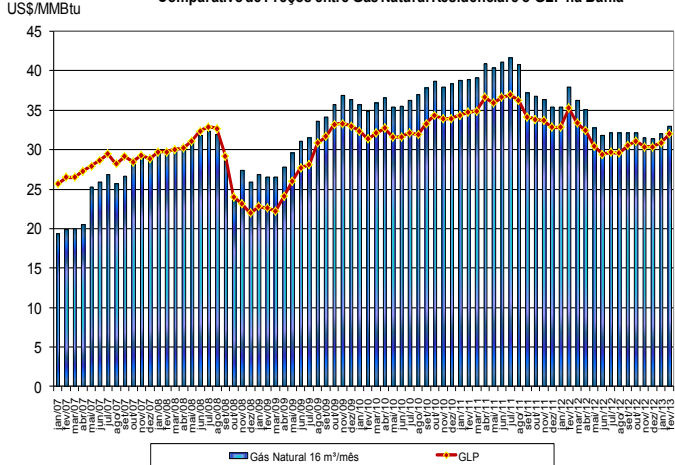
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
FEVEREIRO DE 2013



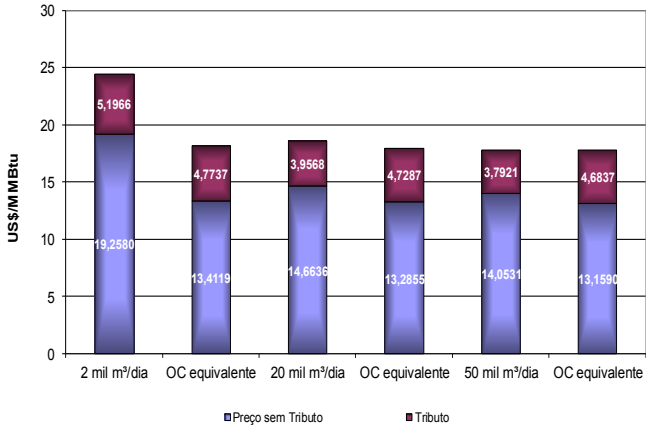
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



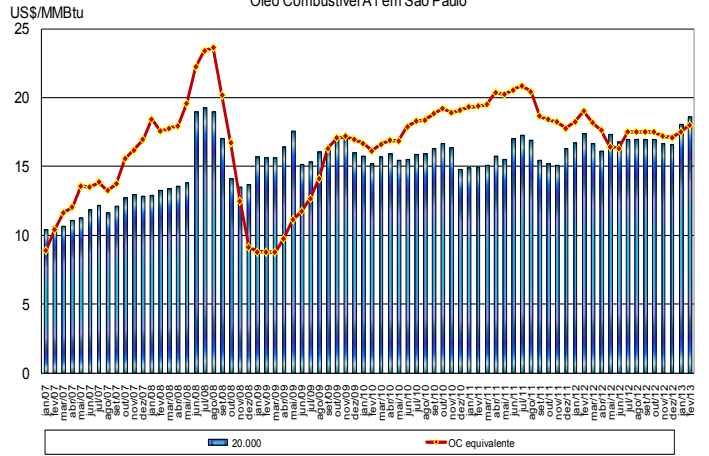
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

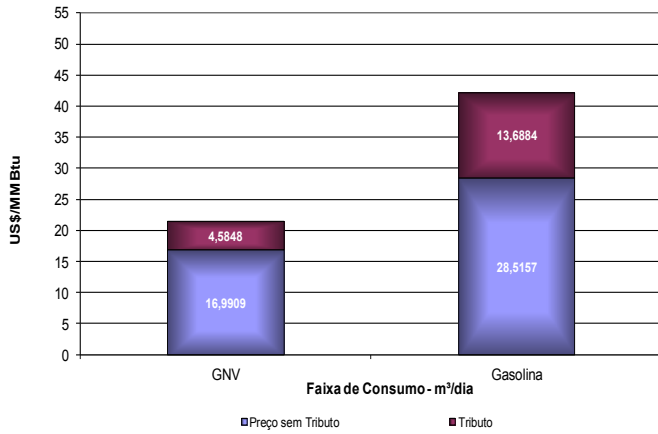
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
FEVEREIRO DE 2013



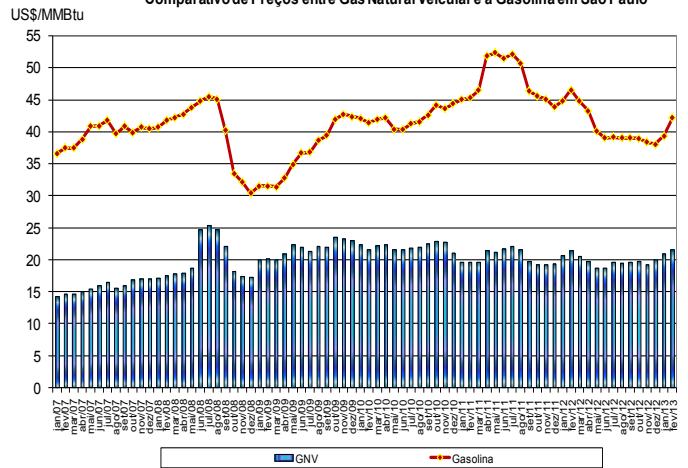
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



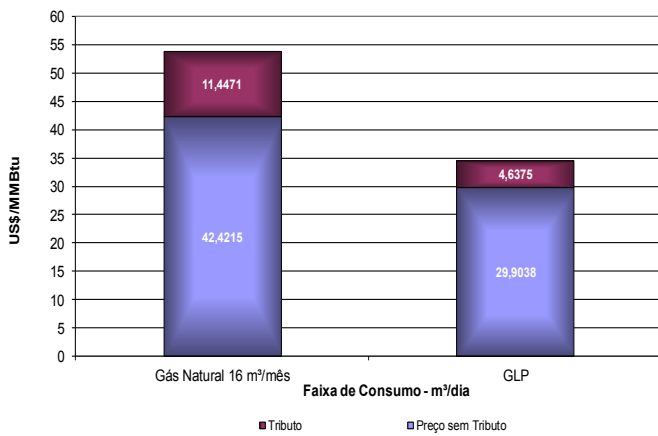
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
FEVEREIRO DE 2013



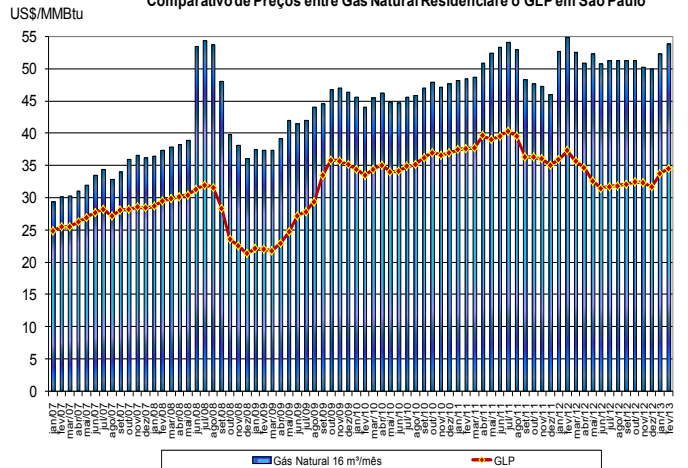
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
FEVEREIRO DE 2013



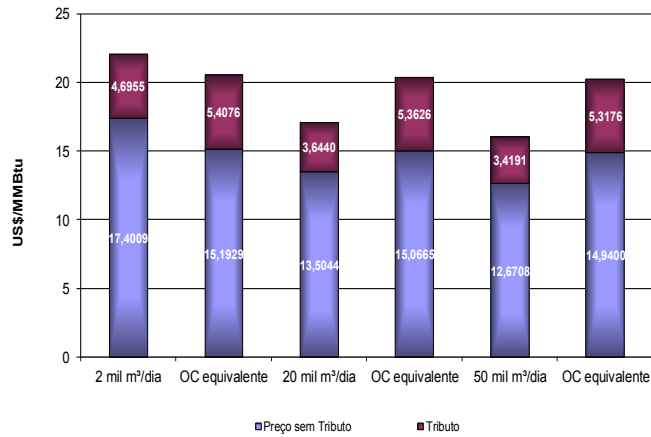
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



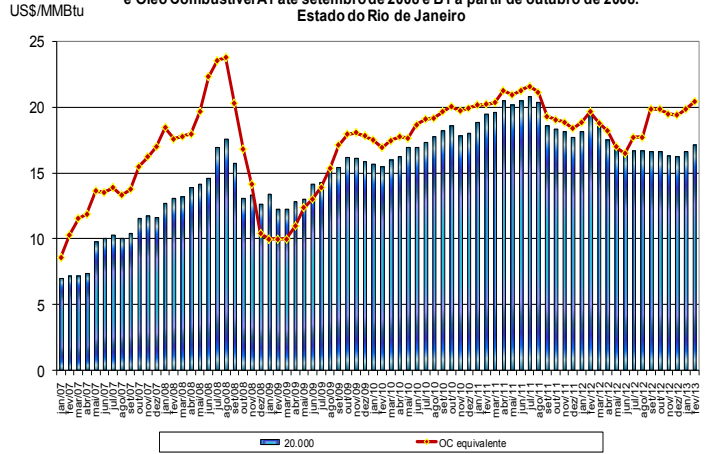
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

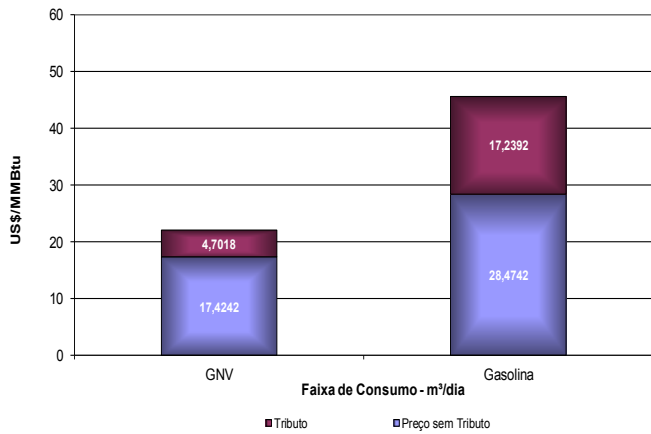
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
FEVEREIRO DE 2013



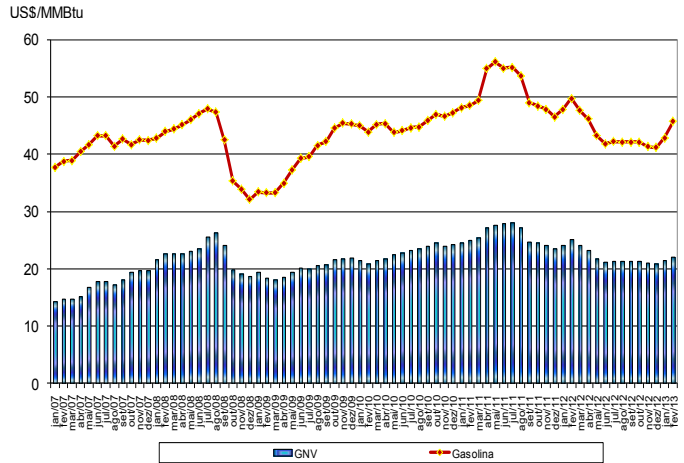
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



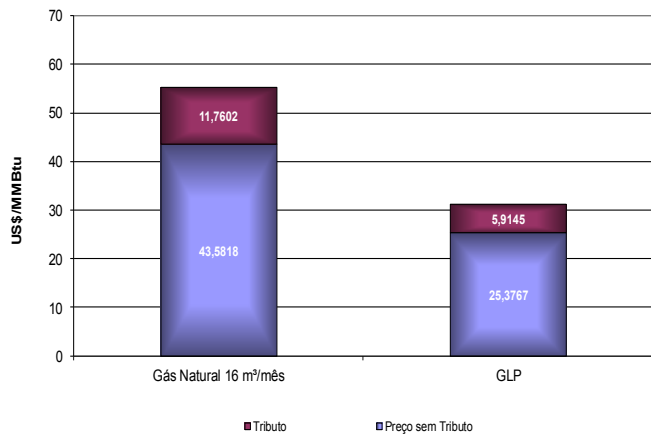
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
FEVEREIRO DE 2013



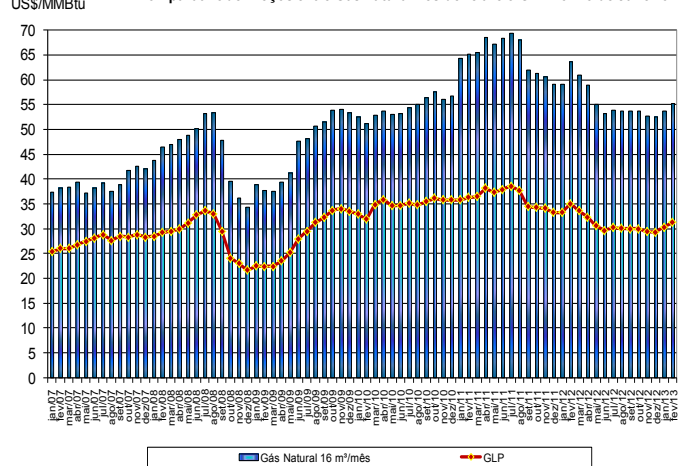
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
FEVEREIRO DE 2013



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



⇒ Ver nota na página 24.

BALANÇO NA BOLÍVIA, CHILE, ARGENTINA E URUGUAI

BOLÍVIA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013	2013 %
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	41,99	36,74	41,71	45,07	51,11	54,90	58,00											56,45	
Reinjeção	0,88	1,35	0,30	0,01	0,0	0,00	0,00											0,00	0,0
Queima e perda	0,22	0,19	0,24	0,32	0,2	0,45	0,11											0,28	0,5
Consumo nas unidades de E&P	0,80	0,78	0,78	0,80	0,9	0,93	0,95											0,94	1,7
Convertido em líquido	0,49	0,45	0,47	0,49	0,5	0,54	0,57											0,55	1,0
Consumo no Transporte	0,85	0,90	0,96	1,05	1,1	1,02	1,21											1,12	2,0
DISPONIBILIZADO	38,74	33,08	38,96	42,41	48,4	51,96	55,16											53,56	
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,72	6,38	7,34	8,21	12,3	8,07	8,01											8,04	
Residencial	0,09	0,12	0,14	0,17	0,2	0,23	0,25											0,24	3,0
Comercial	0,07	0,08	0,09	0,10	0,1	0,12	0,12											0,12	1,5
Veicular	0,89	1,08	1,23	1,42	1,5	1,68	1,71											1,69	21,0
Geração Elétrica	2,88	3,11	3,82	4,29	4,2	3,59	3,40											3,50	43,5
Refinarias	0,26	0,26	0,26	0,26	0,3	0,27	0,29											0,28	3,5
Indústria	1,52	1,72	1,80	1,97	2,2	2,18	2,25											2,22	27,6
EXPORTAÇÃO	33,02	26,70	31,63	34,20	39,9	43,89	47,15											45,52	
BRASIL	30,51	22,04	26,79	26,74	27,5	31,62	31,29											31,46	69,1
Petrobras	30,48	22,04	26,78	26,74	27,5	31,62	31,29											31,46	69,1
MTgás	0,02	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00											0,00	0,0
BG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00											0,00	0,0
ARGENTINA	2,52	4,66	4,84	7,46	12,4	12,27	15,86											14,07	30,9

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

mar/13

Poder Calorífico:Gás Boliviano: 9.696 kcal/m³

CHILE (EM MILHÕES DE M³/DIA)

BALANÇO DO GÁS NATURAL NO CHILE																			
(milhões de m ³ /dia)																			
	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	
						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	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
IMPORTAÇÃO *	6,63	1,18	4,35	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
OFERTADO AO MERCADO	12,15	7,11	8,68	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,15	7,11	8,68	11,32	12,72	12,51	12,28	13,17	14,14	13,18	10,72							12,67	
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,62	0,85	0,88	1,07	1,35	1,82	2,29							1,38	
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,05	1,41	1,47	1,71	1,67	1,50	1,46							1,54	
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	7,37	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06							0,06	
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,42	8,00	7,68	8,12	8,96	7,83	5,05							7,61	
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,23	2,17	2,17	2,18	2,05	1,92	1,79							2,05	
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,02	0,03	0,03	0,05	0,06	0,07							0,04	

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

jan/13

ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	2007	Média	Média	Média	Média	Média	2012												Média	2012
	jan	2007	2008	2009	2010	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2012	%
PRODUÇÃO NACIONAL	127,23	130,21	128,13	128,49	128,91	124,69	123,02	119,54	121,06	122,45	122,81	121,62	121,45	121,43	121,27	119,74	117,20	115,39	120,58	
Austral	23,94	23,53	22,86	26,24	28,58	29,63	29,58	28,86	29,07	31,28	31,08	31,10	31,14	30,46	31,05	30,84	30,22	30,41	30,42	25,2
Golfo San Jorge	11,67	12,56	12,80	13,79	14,30	13,35	14,75	14,48	14,36	13,98	14,38	13,67	13,93	14,45	14,57	14,43	14,24	13,89	14,26	11,8
Neuquina	73,67	76,64	74,85	71,54	71,22	69,08	67,19	64,82	66,41	66,15	66,32	66,28	65,94	66,29	65,50	64,54	63,09	61,54	65,34	54,2
Noroeste	17,94	17,47	17,62	16,92	14,81	12,63	11,50	11,38	11,22	11,04	11,04	10,58	10,44	10,22	10,15	9,94	9,64	9,55	10,56	8,8
Reinjeção	3,43	2,04	2,62	3,44	3,67	3,05	3,26	3,04	2,82	2,23	1,32	1,29	1,29	1,22	1,28	1,09	1,33	1,62	1,82	1,5
Convertido em Líquido	5,69	5,65	5,09	5,67	5,18	4,80	2,81	2,80	2,81	2,60	2,61	2,57	2,34	2,35	2,34	2,42	4,79	4,70	2,93	2,4
Queima e Perda	2,40	2,39	2,40	2,71	2,39	2,63	5,67	5,05	4,98	4,96	4,59	4,00	3,87	4,09	4,32	4,50	2,68	2,69	4,28	3,6
Consumo nas unidades de E&P	11,85	12,52	12,89	15,80	13,14	13,03	12,96	12,80	12,92	12,87	13,67	12,73	13,20	13,45	13,39	13,56	13,25	13,76	13,21	11,0
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	103,86	107,61	105,14	100,86	104,53	101,17	98,31	95,84	97,52	99,79	100,63	101,04	100,75	100,32	99,94	98,18	95,14	92,62	98,34	
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,81	4,74	2,48	5,04	10,05	18,43	18,28	20,17	16,35	17,03	27,18	32,70	37,40	34,16	28,90	20,78	24,57	21,26	24,90	
Importação da Bolívia		-	-	-	5,06	7,46	10,01	9,53	8,30	8,07	11,33	13,61	13,97	16,09	15,16	13,78	15,26	14,63	12,48	50,1
Importação GNL		-	-	-	4,99	10,97	8,27	10,65	8,05	8,96	15,85	19,09	23,43	18,08	13,74	7,00	9,31	6,63	12,42	49,9
CONSUMO INTERNO DE GÁS	91,48	105,23	105,41	103,68	113,26	119,04	116,47	115,82	113,61	116,48	127,50	133,33	137,73	134,09	128,51	118,66	119,52	113,71	122,95	
Residencial	8,18	26,55	25,76	23,70	27,19	28,39	9,21	10,91	13,92	24,05	38,33	57,52	68,33	55,32	38,80	26,89	16,47	13,89	31,14	25,3
Comercial	1,78	4,00	4,49	4,41	4,59	4,67	2,77	2,97	3,09	4,12	6,31	8,85	9,45	8,37	6,09	3,41	3,36	2,99	5,15	4,2
Veicular	7,86	7,84	7,50	7,09	7,19	7,45	7,22	7,28	7,57	7,52	7,20	7,80	7,83	7,78	7,75	7,77	7,79	7,61	6,2	
Geração Elétrica	38,66	33,44	34,02	38,30	31,22	35,62	55,67	53,06	46,79	36,19	33,73	22,26	19,75	26,34	36,40	37,64	50,42	47,74	38,83	31,6
Industriais	35,00	33,39	33,63	30,19	32,76	34,21	34,98	35,67	35,38	37,95	36,42	31,05	26,87	30,04	32,91	35,31	35,04	33,87	33,79	27,5
Consumo no sistema		-	-	-	10,31	8,71	6,62	5,92	6,87	6,66	5,51	5,85	5,51	6,24	6,55	7,64	6,46	7,44	6,44	5,2
EXPORTAÇÃO	17,19	7,00	2,36	2,22	1,19	0,55	0,14	0,20	0,26	0,34	0,31	0,41	0,42	0,39	0,33	0,31	0,20	0,17	0,29	
Brasil	1,45	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Chile	15,41	6,40	1,98	2,09	0,97	0,32	0,05	0,09	0,15	0,17	0,18	0,14	0,13	0,15	0,11	0,11	0,07	0,07	0,12	41,1
Uruguai	0,33	0,27	0,20	0,10	0,22	0,23	0,09	0,11	0,11	0,17	0,13	0,27	0,29	0,24	0,23	0,20	0,12	0,10	0,17	58,9

Fonte: Petróleo Brasileiro S.A., mar/13

URUGUAI (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média	Média	Média	Média	Média	2013												Média		
	2008	2009	2010	2011	2012	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2013		
IMPORTAÇÃO	0,27	0,19	0,21	0,24	0,18	0,08	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,02	
Argentina	0,27	0,19	0,21	0,24	0,18	0,08	0,09												0,08	
OFERTA DE GÁS	0,27	0,19	0,21	0,24	0,18	0,08	0,09													0,08
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,25	0,18	0,21	0,23	0,18	0,10	0,12													0,11
Residencial	0,05	-	0,06	0,07	0,08	0,02	0,02													0,02
Comercial	0,05	-	0,05	0,06	0,06	0,05	0,04													0,05
Veicular	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03													0,02
Geração Elétrica	0,00	-	0,06	0,06	0,01	0,00	0,00													0,00
Industriais	0,12	-	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03													0,02
Consumo próprio setor energético	0,03	-	0,04	0,04	0,03	0,00	0,00													0,00

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería, mar/13

LEGISLAÇÃO DO SETOR

⇒ Lei do Gás

- Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

⇒ Decreto de Regulamentação

- Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.

⇒ Resolução CNPE

- Resolução nº 8, de 8 de dezembro de 2009 (Estabelece diretrizes para a exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL).

⇒ Portarias do MME

- Portaria nº 67, de 1º de março de 2010 (Procedimentos para obtenção de autorização para exportação de cargas ociosas de GNL no mercado de curto prazo);
- Portaria nº 472, de 5 de agosto de 2011 (Diretrizes para o processo de chamada pública).
- Portaria nº 90, de 2 de março de 2012 (Procedimentos para enquadramento de Sociedade de Propósito Específico - SPE interessados na aprovação do empreendimento como prioritário para os fins do art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011);
- Portaria nº 94, de 5 de março de 2012 (Procedimentos de provocação por terceiros para a construção ou a ampliação de gasodutos de transporte);
- Portaria nº 232, de 13 de abril de 2012 (Procedimentos para obtenção de autorizações para importação de gás natural).
- Portaria nº 447, de 1º de agosto de 2012 (Autoriza a Petrobras a exercer a atividade de importação de gás natural por meio do gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL).
- Portaria nº 464, de 9 de agosto de 2012 (Autoriza a Petrobras a realizar exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL, no mercado de curto prazo, denominado *spot*).
- Portaria nº 130, de 24 de abril de 2013 (Estabelece as regras e procedimentos para a solicitação e o recebimento, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de dados dos agentes da indústria do gás natural e demais interessados para fins de elaboração dos Estudos de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário.)

⇒ Portarias e Resoluções da ANP

- Portaria ANP nº 249, de 1º de novembro de 2000 (Dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de *royalties* e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural);
- Portaria ANP nº 1, de 6 de janeiro de 2003 - estabelece os procedimentos para o envio das informações referentes às atividades de transporte e de compra e venda de gás natural ao mercado, aos Carregadores e à ANP;
- Resolução ANP Nº 6, de 03 de fevereiro de 2011 - Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT, parte integrante desta Resolução, relativos aos oleodutos e gasodutos autorizados ou concedidos a operar pela ANP
- Resolução ANP nº 44, de 18 de agosto de 2011 - Procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa;
- Resolução ANP nº 50, de 23 de setembro de 2011 - estabelece as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais;
- Resolução ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382/2010;
- Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010, e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.
- Resolução ANP nº 42, de 10 de dezembro de 2012 - Fixa diretrizes e regras para o compartilhamento de infraestruturas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

⇒ Temas em processo de regulamentação:

Pelo MME:

- Procedimentos para o fornecimento de informações para o planejamento da expansão da malha;
- Diretrizes para o processo licitatório de gasodutos de transporte.

Fonte: Departamento de Gás Natural/MME, fevereiro/2013.

PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO - PAC

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia	14	dez-13	set-13

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, janeiro de 2013

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

LICENCIAMENTO AMBIENTAL

15/03/2013 – Emitido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA o Termo de Referência-TR para dar início ao processo de licenciamento ambiental do “**Pólo-Pré-sal da Bacia de Santos - ETAPA 2**”. Esse TR permitirá a elaboração do EIA/RIMA pelo empreendedor para emissão posterior das licenças ambientais necessárias à continuidade das atividades de produção e escoamento do Pré-Sal.

ANDAMENTO DOS PROJETOS

Baúna e Piracaba (FPSO Itajai)

16/02/2013 - Iniciada a operação do projeto, com início da produção dos campos de Baúna e Piracaba por meio do FPSO Itajai. Esse projeto tem como meta uma produção de 80 mil bpd de óleo e 2 MMm³/d de gás natural.

UFN V - Planta de Amônia

25/02/2013 - Iniciada a nova licitação para a Planta de Fertilizantes.

GASFOR II

As obras de C&M do Gasoduto encontram-se em andamento, com a execução dos serviços de abertura de pista (90% realizados), desfile de tubos(50% realizados) e soldagem (15% realizados).

ANEXOS

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
BRASIL	Reservas	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012	459.399	459.178
	R/P (anos)	20	26	24	21	24	25	21	22	23	23	21
	Terra	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812	70.572	72.365
	Mar	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200	388.827	386.812
	Gás Associado	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590	332.490	330.231
	Gás Não Associado	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422	126.909	128.947
Amazonas	Total	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816
	Terra	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012	38.409	34.949
	Gás Não Associado	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866	19.046	16.867
Ceará	Total	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Gás Associado	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	Total	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080	9.110	9.833
	Terra	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404	1.464	2.536
	Mar	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	7.297
	Gás Associado	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701	5.250	5.917
	Gás Não Associado	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380	3.860	3.916
Alagoas	Total	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476	3.497	3.498
	Terra	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515	2.736
	Mar	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981	762
	Gás Associado	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156	1.267	1.107
	Gás Não Associado	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321	2.230	2.391
Sergipe	Total	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649	3.756	4.881
	Terra	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062	1.433	1.460
	Mar	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422
	Gás Associado	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665	2.841	3.781
	Gás Não Associado	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984	915	1.100
Bahia	Total	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517	30.552	30.287
	Terra	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356	6.844	5.997
	Mar	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161	23.708	24.290
	Gás Associado	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546	4.435	6.963
	Gás Não Associado	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972	26.117	23.324
Espírito Santo	Total	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611	44.344	43.125
	Terra	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587	713	535
	Mar	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631	42.590
	Gás Associado	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603	36.268	32.532
	Gás Não Associado	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008	8.075	10.593
Rio de Janeiro	Total	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438
	Gás Associado	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829	227.858	226.720
	Gás Não Associado	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677	22.126	19.719
São Paulo	Total	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336
	Gás Associado	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293	14.911	16.584
	Gás Não Associado	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080	44.391	43.752
Paraná	Total	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039	1.062	1.062
	Terra	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0
	Mar	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062
	Gás Associado	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0
Santa Catarina	Total	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Gás Associado	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maranhão	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, março de 2013

INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

GASODUTOS DE TRANSPORTE EXISTENTES NO BRASIL

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Transportadora - TAG ⁽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)	483,0	46	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	79,0	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)	4,8	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-Perambuco	Cabo (PE)	TermoPerambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAÍPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
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
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15	2011
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12	2011
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.333,8			
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 - Biquaçu	Araucária (PR)	Biquaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biquaçu - Siderópolis	Biquaçu (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			9.244,0			

(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

TAG: Transportadora Associada de Gás

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

Observação 1: A Autorização ANP n° 236, de 21 de maio de 2012, autorizou adaptações no GASDUC I de forma a convertê-lo em oleoduto, denominado OSDUC IV.

Observação 2: O Despacho da Diretoria Geral da ANP N° 1.470, de 21 de dezembro de 2012, tornou pública a informação de que 21 quilômetros do duto deixaram de integrar a malha de transporte.

Observação 3: O Despacho da Diretoria Geral da ANP N° 1.470, de 21 de dezembro de 2012, tornou pública a informação de que 41,2 quilômetros do duto, além do ramal de interligação de 1,95 quilômetro, deixaram de integrar a malha de transporte.

GASODUTOS NO EXTERIOR - EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB ⁽¹⁾	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano ⁽²⁾	Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	Trecho Argentino - TGM ⁽³⁾	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/Trim/08-027/Gasoductos.pdf

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás Transboliviano S.A.

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

UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL, TERMINAIS DE GNL EXISTENTES E EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL

UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL			
Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			96.696,0
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
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	3.000,0
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
Total Sudeste / Sul			62.490,0
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 Guimarães I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guimarães II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guimarães 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.

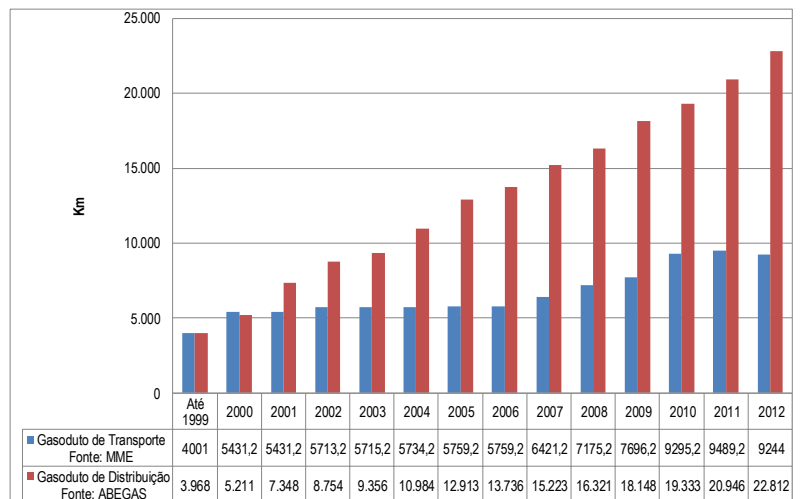
TERMINAIS DE GNL EXISTENTES

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	20 ⁽¹⁾	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09

⁽¹⁾ A capacidade de regaseificação do terminal foi ampliada em dezembro de 2012.

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, janeiro de 2013

EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL



PARQUE TÉRMICO A GÁS NATURAL

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN						
UTES em Operação						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Carta Compromisso	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	188,89
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletróbot)	ca	379	5,86	RJ	349	197,17
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	722,52
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	206	218,86
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	357	233,27
Piratininga 1 e 2 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	-	470,34
Piratininga 3 e 4 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	169	233,27
Bahia I (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	BA	29	647,16
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	153,28
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	150,00
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	126,75
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) ⁽¹⁰⁾	ca	385	7,46	MS	241	126,07
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	-	85,46
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	347,82
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85
Norte Fluminense - Preço 1	cc	869	4,74	RJ	400	37,80
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	-	5.881	-	-	4.310	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	147	541,93
Uruguaiana ⁽³⁾	cc	640	4,37	RS	-	719,99
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	304,42
TOTAL Sul	-	1.285	-	-	605	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	732,99
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	216,57
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	101,47
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	70,16
TOTAL Nordeste	-	2.160	-	-	1.598	-
Maranhão IV	ca	338	5,91	MA	-	79,85
TOTAL Norte Interligado	-	338	-	-	0	-
TOTAL GERAL	-	9.664	-	-	6.513	-
UTES em Fechamento de Ciclo ⁽⁴⁾						
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	88	4,24	RS	fev/14	
UTES em Construção						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Baixada Fluminense ⁽⁶⁾	cc	530	n/d	RJ	out/14	
Maranhão III ⁽⁸⁾	cc	499	n/d	MA	jun/14	
Maranhão V (antiga MC2 João Neiva) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	mar/13	
MC2 Nova Venécia ⁽⁶⁾	ca	176,2	n/d	MA	jun/13	
UTES do Sistema Manaus						
Usina	Tipos de Máquinas	Potência ⁽⁹⁾ (MW)			Compromisso de Geração (MW)	
		A converter	Convertidas	TOTAL		
Mauá	ca	0	100	100	100	
Aparecida	ca	35	121	156	65	
Cristiano Rocha	Motor	85	0	85	65	
Manauara	Motor	34	51	85	60	
Gera	Motor	34	51	85	60	
Jaraqui	Motor	0	70	70	60	
Tambaqui	Motor	0	85	85	60	
TOTAL	-	188	478	666	470	

Fontes: ANEEL/Petrobras, março de 2013.
ONS, Fax-preço semana operativa 23/02/2013 a 01/03/2013.
DMSE/SEE/MVE, março de 2013.

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

- (1) Usina utilizada para geração em substituição;
- (2) UTEs Piratininga 1 e 2, Piratininga 3 e 4 e Bahia I constam da Carta 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
- (7) A mudança das características e a transferência de titularidade dessas usinas foi autorizada pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa 3.032, de 16 de agosto de 2011.
- (8) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011
- (9) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural.
- (10) Aumento de potência instalada após Despacho nº 1.111 da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, de 04 de abril de 2012.

AUTORIZAÇÕES PARA IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Empresa Importadora	País de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Sulgás	Argentina	2,8 milhões m ³ /dia	UTE Uruguiana RS	Portaria MME n° 1, de 3/01/2013	31/12/2013
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Mutúm/MS)	30 milhões de m ³ /dia	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Portaria MME n° 447, de 1º/08/2012	1º/07/2019
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,24 M milhões de m ³ /dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME n° 213, de 11/04/2012	31/12/2012 ⁽¹⁾
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS (renovação requerida)	diversos produtores de GNL	Até 40 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME n° 30, de 30/01/2013	31/01/2015
MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m ³ /mês	MT (sebr res, com, serv, ind, fert, cogee GNV)	Portaria MME n° 78, de 4/03/2013	31/12/2018

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL ⁽²⁾

Empresa Exportadora	Local de Saída	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Terminais de Regaseificação de Pécom e da Baía da Guanabara	Até 3,204 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME n° 464, de 9 de agosto de 2012	31/12/2013

Fontes: MME, mar/13

(1) Prorrogada até 31/12/2013, pela Portaria MME n° 44, de 4 de fevereiro de 2013.

(2) Reexportação de cargas ociosas de gás natural liquefeito - GNL, segundo estabelecido na Portaria MME n° 67/2010.

NOTAS METODOLÓGICAS

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);

VALORES DE REFERÊNCIA PARA O CÁLCULO DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL (PÁGINAS DE 13 A 15)

- Para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de óleo combustível (OC) a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.
- Os preços dos combustíveis são ao consumidor final.
- Estados da Bahia e do Rio de Janeiro: preço do gás natural nacional.
- Estado de São Paulo: preço gás natural boliviano.

Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível (kcal/kg)	Gasolina (kcal/kg)	Gás Natural (kcal/m ³)	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750