

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUES

- ⇒ **Produção de gás natural:** Produção no mês de janeiro/2012 mantém-se acima de 70 milhões de m³/dia. **(pag. 04)**
Neste Boletim, detalhes sobre a infraestrutura de produção terrestre da Bacia do Espírito Santo. **(pag. 04)**
- ⇒ **Queima de gás natural:** Redução de 7% na queima de gás natural, influenciada principalmente pelo término do Teste de Longa Duração (TLD) no campo Jubarte **(pag. 05)**
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Consumo industrial cresce 3% e consumo termelétrico cai 34% em relação a dezembro de 2011. **(pags. 08 e 10)**

SUMÁRIO

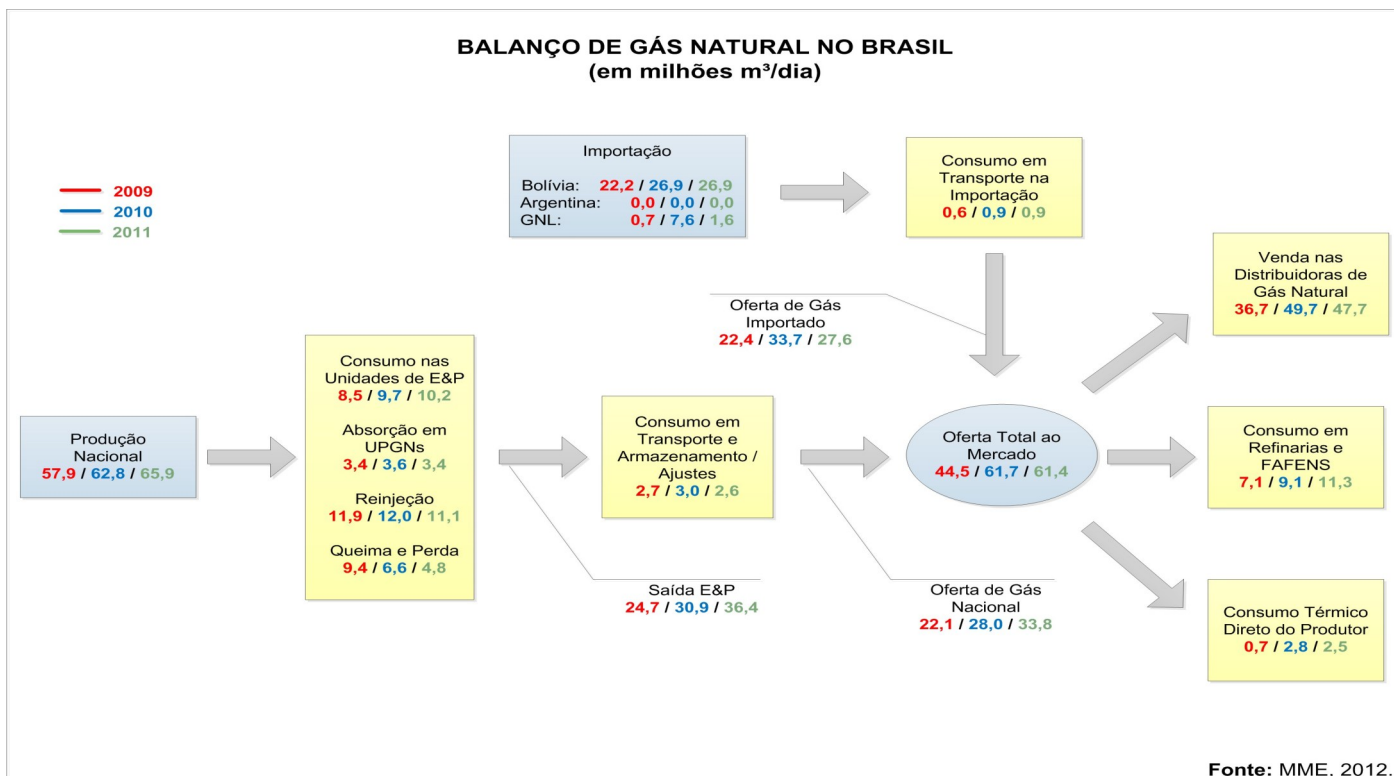
<i>Balanço de Gás Natural no Brasil.....</i>	2
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural.....</i>	3
<i>Importação de Gás Natural.....</i>	6
<i>Oferta Interna Disponibilizada</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural.....</i>	8
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural.....</i>	10
<i>Preços e Competitividade.....</i>	12
<i>Balanço 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
<i>ANEXOS</i>	
<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 m ³ /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012 jan	Média 2012
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
PRODUÇÃO NACIONAL	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88	66,52	65,26	66,26	67,87	71,36	65,93	71,09	71,09
Reinjeção	10,64	11,92	11,96	12,01	12,25	11,32	12,13	12,28	11,83	11,15	10,36	9,38	9,69	9,86	10,58	11,07	11,26	11,26
Queima e perda	5,97	9,38	6,64	6,06	4,83	3,66	2,87	4,00	4,47	5,18	4,54	5,44	5,83	5,74	5,10	4,81	4,49	4,49
Consumo nas unidades de E&P	7,90	8,45	9,72	10,01	10,13	9,92	10,17	10,15	10,23	9,95	10,40	10,02	9,85	10,50	10,43	10,15	10,71	10,71
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	3,20	1,21	3,27	2,51	2,91	3,51	2,44	2,77	2,87	2,93	2,64	1,94	1,94
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,48	3,39	3,56	3,74	3,63	3,26	3,65	3,61	3,42	3,26	3,48	3,37	3,40	3,12	3,23	3,43	3,32	3,32
Oferta de gás nacional ao mercado	28,99	22,10	28,04	31,85	30,55	30,08	32,52	33,35	34,82	34,44	34,23	34,60	34,71	35,77	39,10	33,83	39,37	39,37
IMPORTAÇÃO	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,02	27,45	30,54	30,35	30,90	30,00	30,90	30,00	24,17	28,49	19,93	19,93
Bolívia	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,46	24,08	29,58	28,77	29,08	28,62	27,90	27,65	22,83	26,86	19,91	19,91
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
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82	1,38	3,00	2,35	1,34	1,64	0,03	0,03
Consumo em transporte na importação	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18	1,09	1,02	1,03	0,62	0,93	0,40	0,40
Oferta de gás importado ao mercado	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,35	26,78	29,40	29,28	29,72	28,91	29,88	28,97	23,55	27,56	19,53	19,53
OFERTA TOTAL AO MERCADO	58,69	44,45	61,70	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72	63,98	63,51	64,59	64,74	62,65	61,40	58,90	58,90
Venda nas distribuidoras de gás natural	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56	48,93	48,23	49,89	50,15	48,62	47,67	44,66	44,66
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	7,50	7,09	9,12	10,34	10,21	11,01	9,94	11,10	11,33	11,30	12,00	12,27	12,01	11,90	11,91	11,28	12,47	12,47
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoçu/Euzébio Rocha)	1,60	0,66	2,84	1,88	2,02	2,44	2,53	1,61	2,65	2,85	3,05	3,02	2,68	2,69	2,12	2,46	1,77	1,77
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,4%	49,7%	45,4%	57,6%	51,1%	51,5%	58,1%	55,5%	54,2%	54,1%	53,5%	54,5%	53,7%	55,3%	62,4%	55,1%	66,8%	66,8%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, fev/12

* 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, Breno Peixoto Cortez, Juliano Vilela Borges dos Santos, Matheus Batista Bodnar, André Barros Martins e Fernando Massaharu Matsumoto.

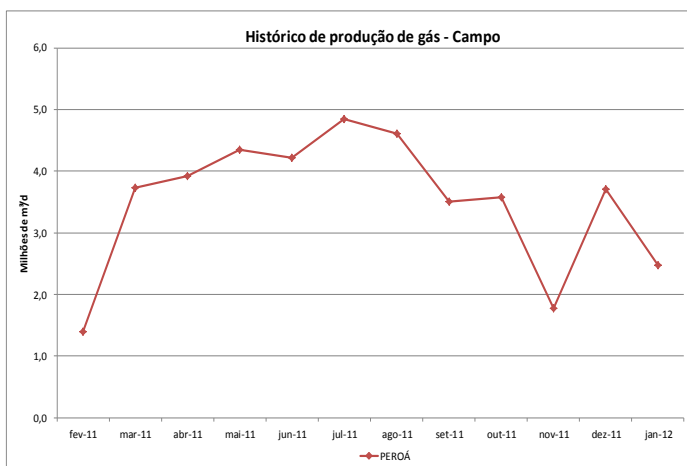
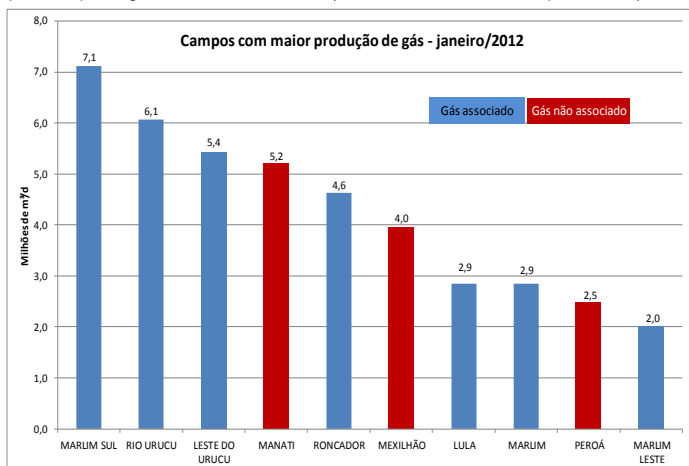
PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

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

Fonte: ANP, fev/12

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de dezembro de 2011, a produção nacional de gás natural caiu 0,4% atingindo 71,1 milhões de m³/d. A redução na produção foi influenciada principalmente pelo campo de gás não associado Peroá (localizado no Estado do Espírito Santo).

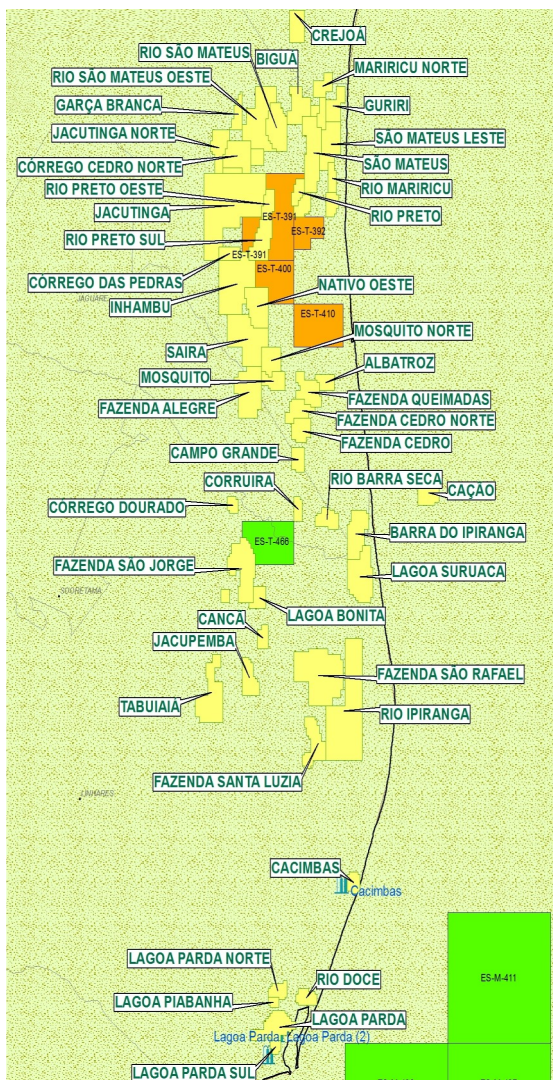


Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 60% da produção nacional. Manati, Mexilhão e Peroá são campos de gás não associado.

O campo de maior influência na queda da produção nacional foi Peroá (localizado no Espírito Santo). A queda de produção no campo de Peroá está relacionada principalmente à redução de 1,9 para 0,8 milhão de m³/d na produção do poço 7PER2ESS.

INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (BACIA DO ESPÍRITO SANTO - TERRESTRE)

Esta edição do boletim apresenta informações a respeito da infraestrutura de produção da região terrestre da Bacia do Espírito Santo. A edição nº 53 do Boletim apresentou a infraestrutura marítima da Bacia.



A figura ao lado esquematiza os campos e blocos exploratórios terrestres da Bacia do Espírito Santo. A cor verde representa blocos exploratórios concedidos na 7ª rodada, a cor laranja blocos da 9ª rodada e a cor amarela os campos.

No mês de dezembro, a produção de gás natural na região terrestre da Bacia do Espírito Santo foi de 190 mil m³/d (2,6% do total produzido na Bacia do Espírito Santo) e se deu em 39 campos e duas áreas exploratórias. A tabela abaixo apresenta os volumes médios diários de produção e queima, assim como o percentual de queima de gás em relação à produção, dos campos terrestres de maior produção no mês de janeiro de 2012, e as UPGNs responsáveis pelo processamento do gás e suas capacidades.

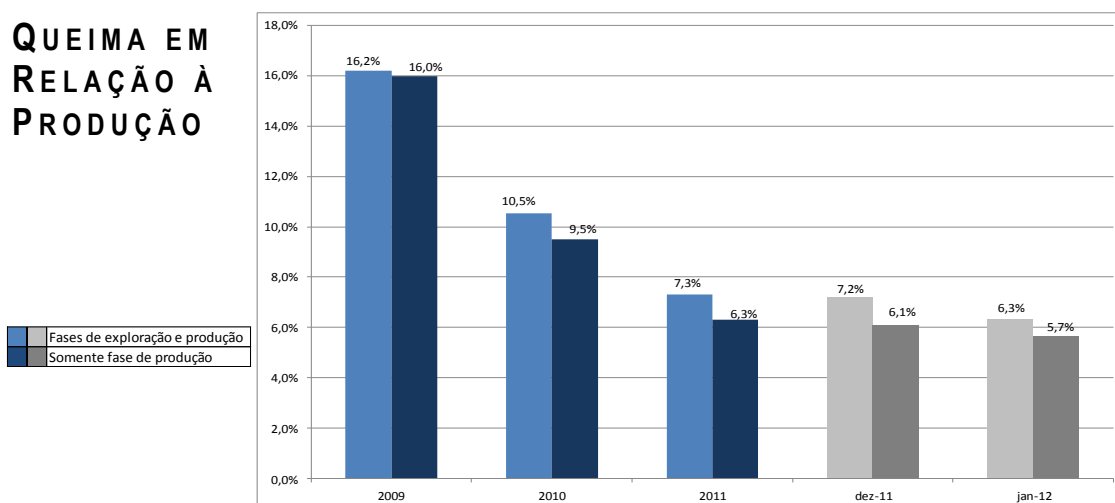
BACIA DO ESPÍRITO SANTO (terrestre) - janeiro/2012							
Campos / áreas	Produção de gás (mil m³/d)	Queima de gás (mil m³/d)	Queima de gás (%)	UPGN	Capacidade UPGN (mil m³/d)		
FAZENDA SÃO RAFAEL	51,5	1,0	1,9%	Cacimbas / Lagoa Parda	16.000 / 1.950		
BARRA DO IPIRANGA	46,3	0,0	0,1%				
FAZENDA ALEGRE	23,0	0,3	1,3%				
FAZENDA SANTA LUZIA	22,5	0,7	3,2%				
LAGOA SURUACA	22,0	0,0	0,1%				
SÃO MATEUS	5,0	3,1	61,5%				
LAGOA PARDA	3,5	3,1	88,7%				
RIO BARRA SECA	3,1	0,0	0,1%				
FAZENDA SÃO JORGE	1,8	1,8	100,0%				
CANCÃ	1,8	1,8	100,0%				
RIO PRETO	1,7	1,7	100,0%				
FAZENDA CEDRO NORTE	1,1	0,3	28,6%				
RIO PRETO SUL	0,9	0,9	100,0%				
INHAMBU	0,9	0,9	100,0%				
SÃO MATEUS LESTE	0,8	0,8	100,0%				
FAZENDA CEDRO	0,7	0,2	28,6%				
Outros campos-blocos terrestres	3,4	3,4	99,8%				
Espirito Santo - Terrestre	190,0	20,1	10,6%				
Espirito Santo - Marítimo	6.982,4	47,4	0,7%				
BACIA DO ESPÍRITO SANTO	7.172,4	67,5	0,9%				

Em 27 dos 39 campos e nos dois blocos exploratórios a queima de gás foi de 100%, sendo que a produção de cada campo foi menor que 2 mil m³/d.

Obs.: O termo "queima de gás" utilizado no boletim representa o somatório dos volumes queimados em flare e dos volumes ventilados.

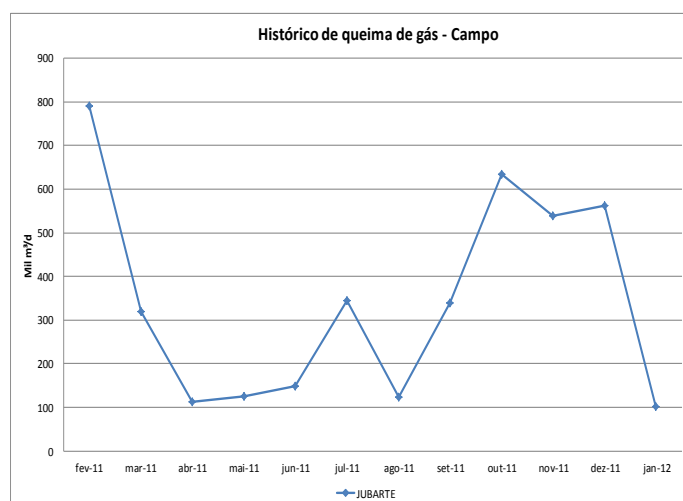
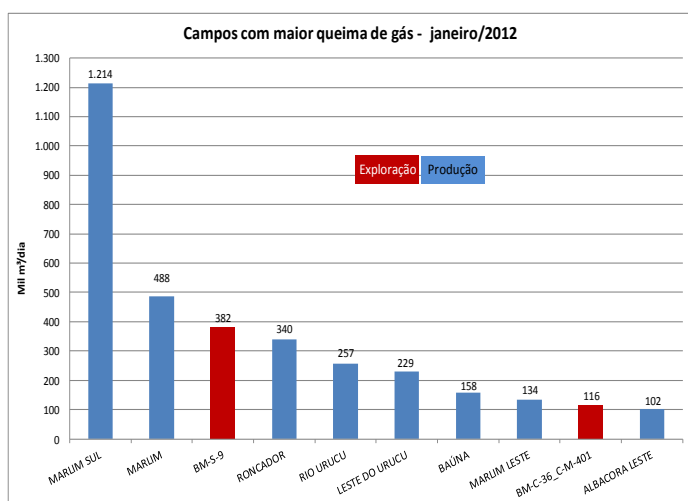
QUEIMA DE GÁS NATURAL

QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO



Em relação ao mês de dezembro de 2011, a queima de gás natural caiu aproximadamente 0,4 milhão de m³/dia, sendo Espírito Santo o Estado de maior influência na redução.

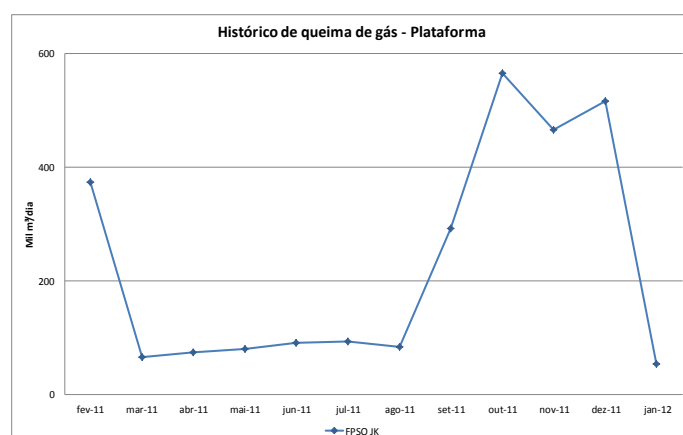
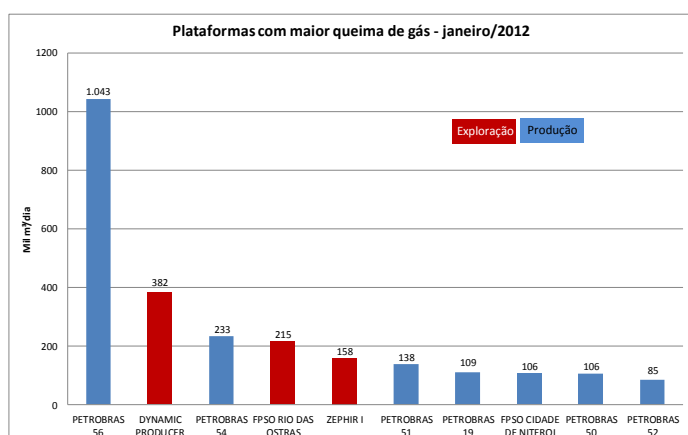
CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS



As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 76% da queima de gás no País. O campo de maior influência na redução da queima de gás foi Jubarte (localizados no Espírito Santo).

O gráfico acima apresenta o histórico de queima de gás no campo de Jubarte. Destaca-se que no campo de Jubarte operam as seguintes plataformas: FPSO Capixaba, P-57 e FPSO JK. A edição n° 55 do Boletim apresenta maiores informações a respeito da infraestrutura de produção da região onde se localiza o campo de Jubarte.

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 57% da queima de gás no País. A plataforma de maior influência na redução da queima de gás foi o FPSO JK (localizada no campo Jubarte).

O gráfico acima apresenta histórico de queima de gás do FPSO JK. A elevação da queima de gás verificada a partir de agosto de 2011 e a redução verificada em janeiro de 2012 estão relacionadas ao Teste de Longa Duração - TLD realizado no poço 1BRSA-108A-ESS.

IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)		Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012	Média 2012		
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan			
Bolívia	Mutum	PETROBRAS	22,20	26,90	22,86	29,50	27,94	23,46	24,08	29,58	28,77	29,08	28,62	27,90	27,65	22,83	26,86	19,91	19,91	
	Câceres	EPE	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	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,03	0,03
	Subtotal			22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62	27,90	27,65	22,83	26,86	19,94	19,94
Argentina	Sulgás (TSB)		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
	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82	1,38	3,00	2,35	1,34	1,64	0,03	0,03	
Terminal GNL de Pecém *			0,64	2,49	0,18	0,20	0,39	0,56	2,33	0,95	1,58	0,36	1,20	2,11	2,35	1,34	1,13	0,03	0,03	
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,08	5,15	1,01	0,58	0,93	0,00	1,04	0,00	0,00	1,46	0,18	0,89	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	
TOTAL			22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35	30,93	30,00	30,90	30,00	24,17	28,50	19,93	19,93	
Consumo em transporte na importação			0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18	1,09	1,02	1,03	0,62	0,93	0,40	0,40	
Oferta de gás importado			22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28	29,75	28,91	29,88	28,97	23,55	27,57	19,53	19,53	

Fontes: ANP e TBG, fev/12

Legenda: EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

Correções em relação à edição anterior

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
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
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	36.700.014	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	44.589.684	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	40.122.564	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	72.495.589	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	72.761.938	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2011	17.545.715	34.324.762	75.274	45.164.161	9,89	Catar	Pecém - CE
09/2011	16.071.406	31.440.564	68.949	41.369.163	9,89	Catar	Rio de Janeiro - RJ
10/2011	22.181.453	38.796.703	85.080	51.048.293	11,06	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
11/2011	46.112.723	58.193.654	127.618	76.570.597	15,33	Estados Unidos	Pecém - CE
12/2011	44.538.227	55.542.320	121.803	73.082.000	15,51	Reino Unido	Pecém - CE
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
01/2012	28.322.398	35.696.112	78.281	46.968.568	15,35	Nigéria	Pecém - CE
01/2012	4.665.962	5.857.894	12.846	7.707.755	15,41	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
02/2012	35.283.753	45.981.148	100.836	60.501.511	14,84	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	105.577.638	142.530.160	312.566	187.539.684	14,33	Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, fev/12

* 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.

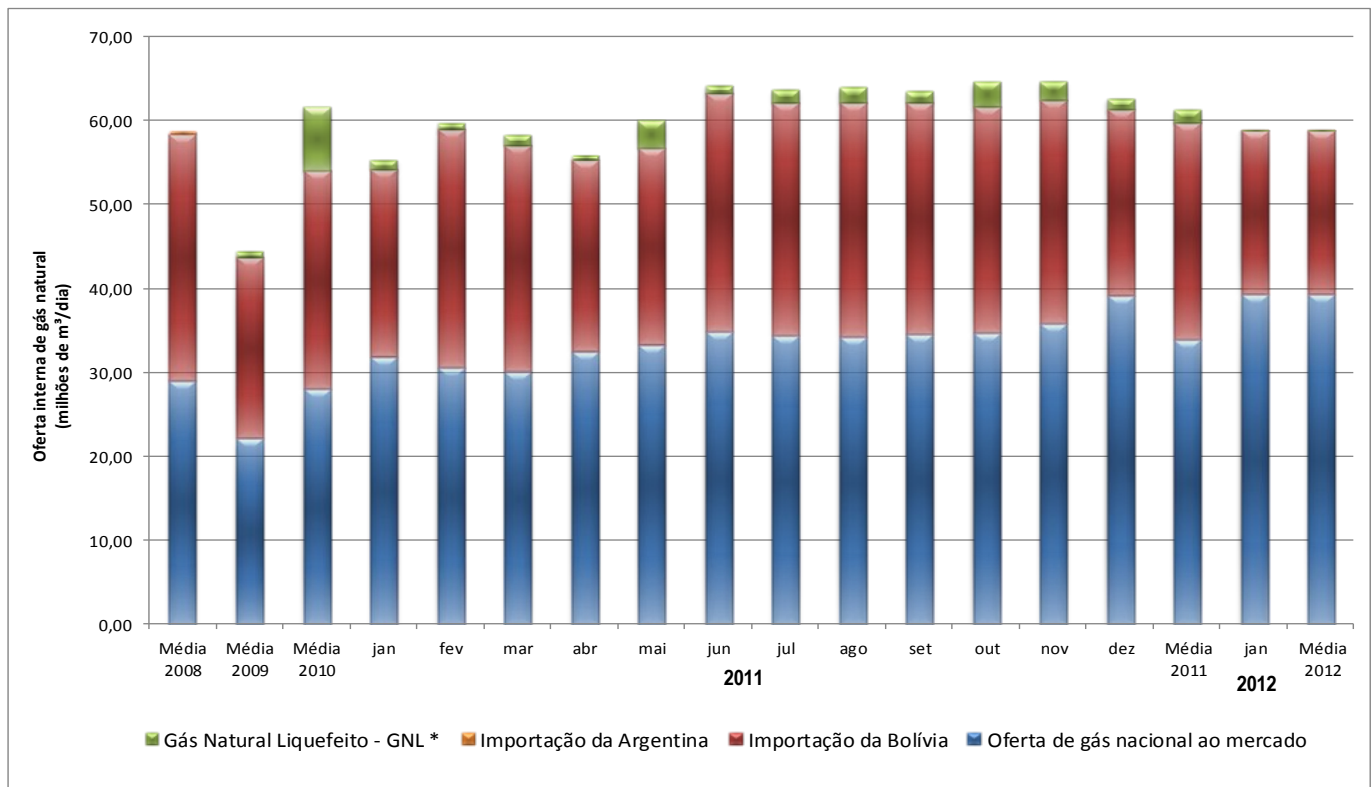
EXPORTAÇÃO DE CARGAS OCIOSAS DE GNL (PORTARIA MME Nº 67/2010)

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 2010	0	0	0	0	0,00	-	-
08/2011	3.122.786	5.451.831	11.956	7.173.462	11,08	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
10/2011	25.959.754	31.061.860	68.118	40.870.868	16,16	Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	29.082.540	36.513.691	80.074	48.044.330	15,41	Argentina; Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	0	0	0	0	0,00	-	-

Fonte: Aliceweb - MDIC, fev/12

* 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 importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

COMENTÁRIOS

A produção de gás natural em janeiro de 2012 foi de 71,09 milhões de m³/dia, ligeiramente menor do que no mês anterior. Houve aumento na reinjeção de gás natural, que passou de 10,58 milhões de m³/dia em dezembro para 11,26 milhões de m³/dia em janeiro. Esse aumento foi compensado pela redução na queima, que fechou o mês em 4,49 milhões de m³/dia. O consumo nas unidades de E&P permaneceu estável. Com isso, a oferta de gás nacional ao mercado foi de 39,37 milhões de m³/dia, praticamente a mesma do mês anterior.

Uma vez que o consumo total de gás natural caiu em razão da redução do despacho termelétrico e a oferta de gás nacional permaneceu estável, houve redução de 18% na importação. Praticamente não houve regaseificação de GNL e a importação da Bolívia fechou o mês de janeiro em 19,91 milhões de m³/dia, contra 24,17 milhões de m³/dia em dezembro. Com isso, a participação do gás nacional na oferta total ao mercado chegou a quase 67%.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

O consumo total de gás natural no mês de janeiro de 2012 foi de 58,90 milhões de m³/dia, o que representa queda de 6% em relação a dezembro. Essa redução no consumo total foi resultado, principalmente, da menor necessidade de geração termelétrica. O consumo nesse segmento, que em dezembro foi de 12,25 milhões de m³/dia, caiu para 8,06 milhões de m³/dia em janeiro (redução de 34%). O consumo do setor automotivo também caiu, fechando o mês em 5,17 milhões de m³/dia, contra 5,76 milhões de m³/dia no mês anterior (redução de 10%). O mesmo ocorreu com o setor residencial, cujo consumo caiu de 0,87 milhões de m³/dia em dezembro para 0,71 milhões de m³/dia em janeiro (redução de 18%).

Por outro lado, houve crescimento do consumo no setor industrial, que passou de 39,05 milhões de m³/dia em dezembro para 40,40 milhões de m³/dia em janeiro (aumento de 3%). Quase a metade desse aumento se deu no consumo das instalações da Petrobras, refinarias e fábricas de fertilizantes, que cresceu de 11,91 milhões de m³/dia em dezembro para 12,47 milhões de m³/dia em janeiro (+0,56 milhões de m³/dia). O restante foi resultado, principalmente, do crescimento do consumo no segmento industrial da Comgás/SP. Nos demais setores o consumo permaneceu estável.

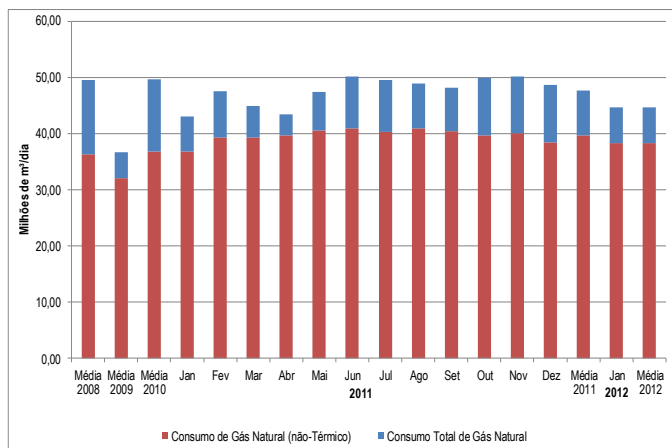
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m ³ /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012	Média 2012	2012 Média %
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez				
Industrial *	33,40	28,96	35,41	37,50	39,64	40,40	39,57	41,57	41,79	41,34	42,67	42,46	41,48	41,93	39,83	40,85	41,15	41,15	69,9
Automotivo	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28	5,28	5,43	5,43	5,27	5,42	5,46	5,51	5,47	5,76	5,40	5,17	5,17	8,8
Residencial	0,72	0,74	0,79	0,63	0,59	0,69	0,86	0,86	1,05	1,07	0,90	1,04	0,95	0,92	0,87	0,87	0,71	0,71	1,2
Comercial	0,61	0,59	0,63	0,64	0,64	0,63	0,65	0,66	0,69	0,75	0,69	0,73	0,70	0,65	0,76	0,68	0,65	0,65	1,1
Geração de Energia Elétrica *	14,94	5,31	15,77	8,19	10,17	8,00	6,31	8,50	11,95	12,13	11,07	10,85	12,85	12,76	12,25	10,42	8,06	8,06	13,7
Co-geração	2,26	2,43	2,90	3,22	3,24	3,19	3,08	2,94	3,12	2,96	2,94	2,74	2,89	2,82	2,99	3,01	2,95	2,95	5,0
Outros (inclui GNC)	0,15	0,64	0,68	0,04	0,05	0,16	0,17	0,17	0,17	0,21	0,29	0,24	0,21	0,19	0,19	0,17	0,21	0,21	0,4
TOTAL	58,71	44,44	61,69	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72	63,98	63,51	64,59	64,74	62,65	61,40	58,90	58,90	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	16,34	15,20	16,38	15,03	17,03	16,15	16,11	17,39	15,83	16,03	16,50	16,58	16,22	15,97	15,97	
TOTAL GERAL	72,19	58,95	77,89	71,66	74,93	74,73	70,95	77,16	80,37	79,83	81,37	79,35	80,62	81,24	79,23	77,62	74,87	74,87	

* Inclui consumo direto do produtor

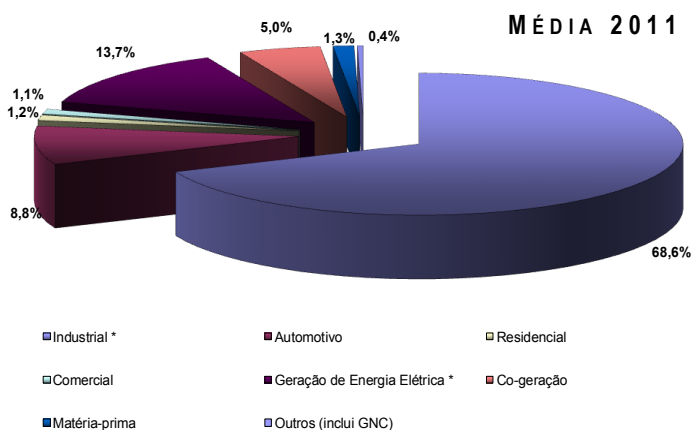
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, fev/12

Até dezembro de 2010, no segmento *Outros* estavam incluídos volumes consumidos como matéria-prima em algumas distribuidoras. Ao longo de 2011, esses volumes foram desagregados e passaram a ser contabilizados separadamente como "matéria-prima", no entanto, não correspondiam ao volume total de gás natural consumido no País para esse fim. Por essa razão, e até que seja possível obter os dados de consumo de gás natural como matéria-prima em todas as distribuidoras, a partir de janeiro de 2012 esses volumes serão agregados ao consumo no segmento industrial.

EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO



CONSUMO DE GÁS NATURAL



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012		Média 2012	2012 Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		Jan	2012		
Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48	0,45	0,49	0,50	0,48	0,44	0,50	0,50	1,1	
Bahiagás (BA)	3,47	3,10	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71	3,53	3,77	3,95	3,95	3,84	3,83	3,83	8,6	
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,75	3,60	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94	2,99	2,79	2,67	2,80	2,91	2,65	2,65	5,9	
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	0,0	
Ceg (RJ)	8,46	5,67	8,55	7,45	7,43	7,06	6,91	7,31	6,78	6,29	6,35	6,07	6,01	5,95	5,99	6,63	5,57	5,57	12,5	
Ceg Rio (RJ)	9,14	3,76	6,09	3,71	5,11	3,38	2,25	2,60	4,67	4,59	5,04	4,58	5,23	5,20	5,44	4,32	4,11	4,11	9,2	
Cegás (CE)	0,51	0,72	1,38	0,41	0,46	0,44	0,42	1,21	1,32	1,38	0,48	0,86	2,01	2,01	1,90	1,08	0,42	0,42	0,9	
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,08	0,50	0,92	1,05	1,37	1,58	1,95	2,15	2,48	2,53	2,25	2,18	2,27	1,77	2,09	2,09	4,7	
Comgas (SP)	14,28	11,66	13,45	12,40	14,08	13,49	13,49	13,26	13,59	13,30	13,38	13,48	13,33	13,26	12,00	13,25	12,51	12,51	28,0	
Compagás (PR)	1,29	1,36	1,70	1,29	0,95	0,96	1,01	1,09	1,07	1,08	1,08	1,07	1,06	1,02	0,92	1,05	0,89	0,89	2,0	
Copergás (PE)	1,15	1,29	2,34	1,59	1,24	1,67	1,04	3,11	3,05	3,13	2,37	2,09	2,94	3,10	3,00	2,36	2,09	2,09	4,7	
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90	0,93	0,86	0,96	1,01	0,78	1,04	1,04	2,3	
Gasmig (MG)	2,40	1,50	2,63	2,59	2,84	2,96	2,92	2,95	3,16	2,94	3,05	3,09	2,78	2,85	2,74	2,91	2,97	2,97	6,6	
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	0,0	
Mtgás (MT)	0,03	0,01	0,00	0,01	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	0,0	
Msgás (MS)	0,28	0,15	0,86	0,18	0,30	0,19	0,22	0,20	0,20	0,29	0,31	0,26	0,24	0,26	0,25	0,24	0,32	0,32	0,7	
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35	0,36	0,35	0,37	0,35	0,35	0,36	0,36	0,8	
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38	0,38	0,38	0,39	0,35	0,39	0,37	0,37	0,8	
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49	1,44	1,50	1,51	1,41	1,44	1,39	1,39	3,1	
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89	1,86	1,88	1,87	1,72	1,83	1,71	1,71	3,8	
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,25	0,26	0,25	0,25	0,6	
Sulgás (RS)	1,74	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95	1,95	1,72	1,80	1,77	1,80	1,57	1,57	3,5	
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	0,0	
TOTAL DISTRIBUIDORAS	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56	48,93	48,23	49,89	50,15	48,62	47,67	44,66	44,66	100,0	

Fonte: Abegás, fev/12

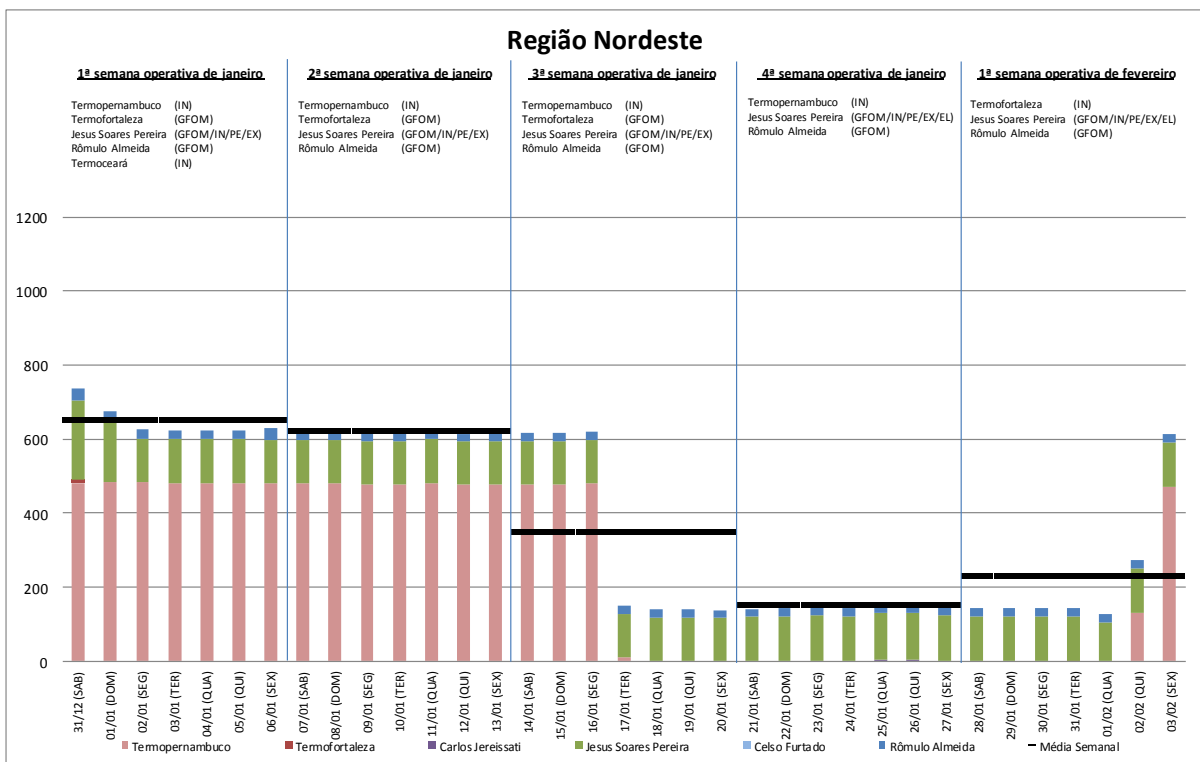
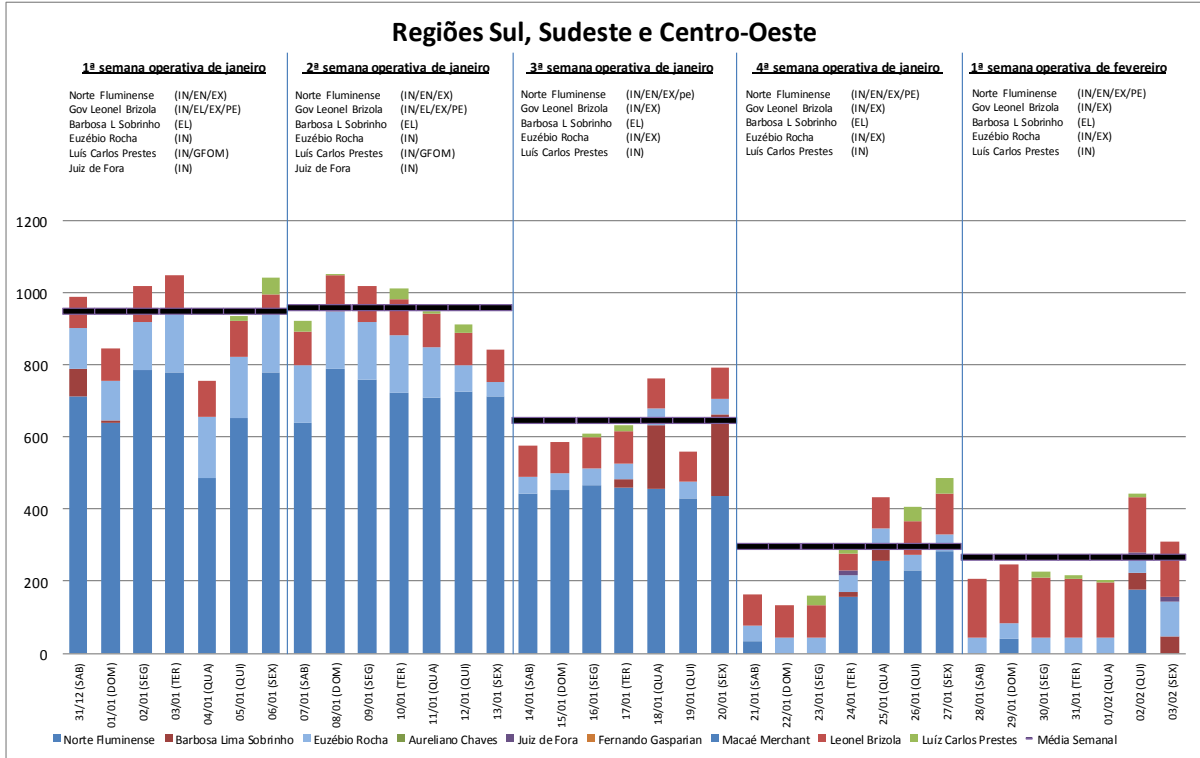
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012		Média 2012	2012 Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		Jan	2012		
Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48	0,45	0,49	0,50	0,48	0,44	0,50	0,50	1,3	
Bahiagás (BA)	3,47	3,09	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71	3,50	3,68	3,94	3,94	3,83	3,80	3,80	9,6	
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,71	3,08	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94	2,99	2,79	2,67	2,80	2,86	2,65	2,65	6,7	
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	0,0	
Ceg (RJ)	4,92	4,27	4,84	4,60	4,97	4,84	4,88	5,03	4,92	4,74	4,90	4,91	4,74	4,90	4,86	4,57	4,57	4,57	11,5	
Ceg Rio (RJ)	2,32	2,08	2,25	2,04	2,22	2,16	2,15	2,47	2,30	2,18	2,28	2,07	2,19	2,34	2,18	2,21	2,05	2,05	5,2	
Cegás (CE)	0,46	0,42	0,43	0,41	0,46	0,44	0,42	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	0,48	0,48	0,42	0,46	0,42	0,42	1,1	
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,0	
Comgas (SP)	13,37	11,61	12,61	12,25	13,17	13,23	13,30	13,25	13,58	13,28	13,38	13,48	13,17	13,08	12,00	13,10	12,50	12,50	31,5	
Compagás (PR)	0,87	0,81	0,96	0,79	0,95	0,96	1,01	1,08	1,07	1,08	1,08	1,07	1,06	1,02	0,92	1,01	0,89	0,89	2,2	
Copergás (PE)	0,99	0,89	0,98	0,97	1,00	0,95	0,97	1,00	1,02	1,04	1,04	1,02	0,99	1,03	1,00	1,00	0,98	0,98	2,5	
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90	0,93	0,86	0,96	1,01	0,78	1,04	1,04	2,6	
Gasmig (MG)	1,62	1,26	1,86	2,59	2,75	2,89	2,92	2,95	2,93	2,79	3,05	2,94	2,72	2,81	2,72	2,84	2,96	2,96	7,5	
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	
Mtgás (MT)	0,01	0,01	0,00	0,01	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	0,0	
Msgás (MS)	0,04	0,15	0,21	0,18	0,20	0,19	0,19	0,19	0,20	0,29	0,31	0,26	0,24	0,26	0,25	0,23	0,32	0,32	0,8	
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35	0,36	0,35	0,37	0,35	0,35	0,36	0,36	0,9	
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38	0,38	0,38	0,39	0,35	0,39	0,37	0,37	0,9	
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49	1,44	1,50	1,51	1,41	1,44	1,39	1,39	3,5	
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89	1,86	1,88	1,87	1,72	1,83	1,71	1,71	4,3	
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,25	0,26	0,25	0,25	0,6	
Sulgás (RS)	1,38	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95	1,95	1,72	1,80	1,77	1,80	1,57	1,57	3,9	
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	0,0	
TOTAL DISTRIBUIDORAS	36,27	32,05	36,80	36,80	39,35	39,34	39,67	40,53	40,93	40,29	40,91	40,40	39,72	40,09	38,49	39,71	38,37	38,37	96,6	

Fonte: Abegás, fev/12

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

Semana	SE-CO	S	NE	N
31/12/2011 a 06/01/2012	50,42	50,42	0,00	0,00
07/01/2012 a 13/01/2012	31,47	31,47	1,43	1,43
14/01/2012 a 20/01/2012	8,19	8,19	1,44	1,44
21/01/2012 a 27/01/2012	9,00	9,00	2,26	2,26
28/01/2012 a 03/02/2012	12,89	12,89	0,00	0,00

Fonte: ONS, fevereiro de 2012

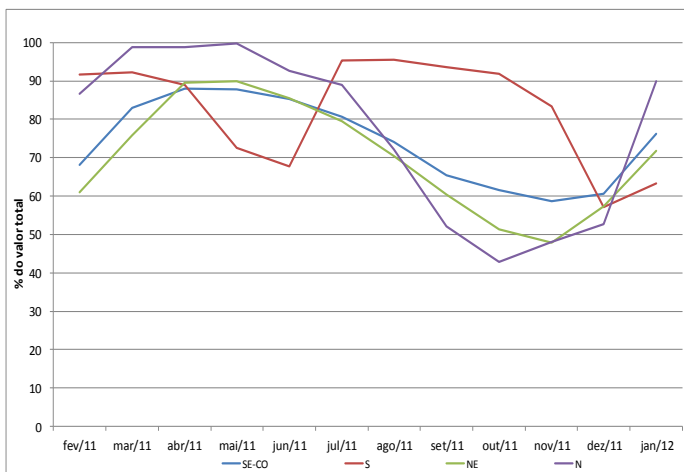
LEGENDA:

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

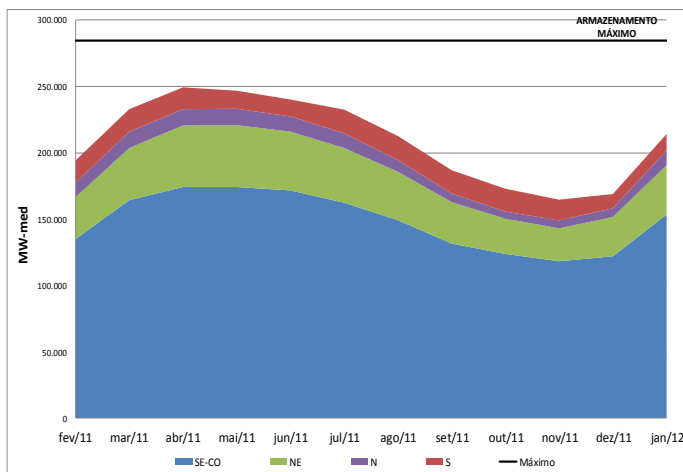
ARMAZENAMENTO E AFLUÊNCIAS NO SIN (ÚLTIMOS 12 MESES)

ENERGIA ARMAZENADA

EM % DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

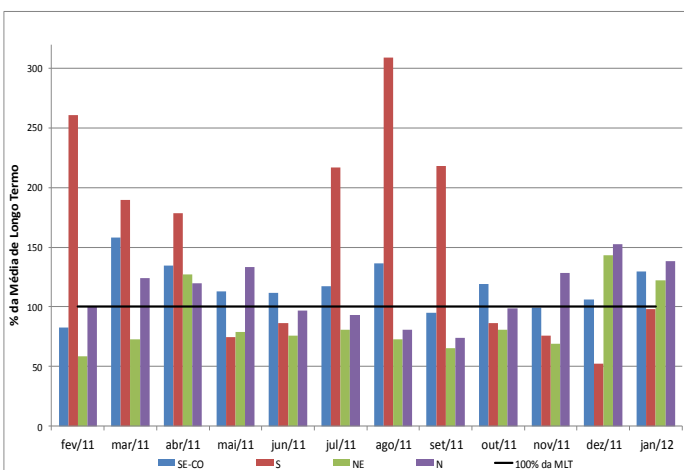


EM MW-MED

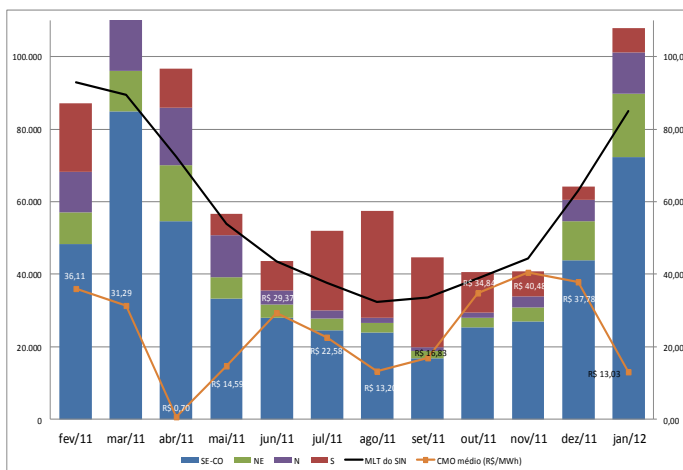


ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

EM % DA MÉDIA DE LONGO TERMO (MLT)



EM MW-MED



COMENTÁRIOS

No mês de janeiro, a geração termelétrica a gás natural caiu 45% quando comparada com a média de dezembro, ficando em cerca de 1.030 MW-med. As principais razões da queda foram 1) a saída das usinas termelétricas - UTE Termofortaleza, que havia gerado durante todo o mês anterior e não gerou em nenhum dos dias de janeiro, e Termopernambuco, que interrompeu geração em meados do mês, e 2) a diminuição da média de despacho da UTE Norte Fluminense, também ocorrida na segunda metade de janeiro.

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - JANEIRO DE 2012

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	12,5495	15,7363	17,6935	17,2355		
Sudeste	Gás Nacional	12,3353	20,4365	16,5246	15,7263		
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	6,6961	1,7823	8,4784	20,4365	16,5246	15,7263
Sul	Gás Importado	8,3025	1,7846	10,0872	18,0182	16,3123	15,9697
Centro Oeste	Gás Importado	9,5974	1,8112	11,4086	14,5878	12,3215	12,1704

Fonte: MME/SPG/DGN, fevereiro/12.

* 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 sítios das distribuidoras ou das agências reguladoras estaduais.

* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de janeiro/12 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 18,6% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (janeiro/12):	1,7897
---	---------------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBTu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012	
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	2012
PPT	4,21	3,86	4,25	4,56	4,63	4,71	4,85	4,85	4,87	4,90	4,85	4,72	4,66	4,66	4,60	4,74	4,65	4,65

Fonte: MME/SPG/DGN, fevereiro/12.

Correções em relação à edição anterior

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	2011												Média 2011	2012	
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	2012
Gás russo na fronteira da Alemanha	12,68	8,55	7,94	8,87	8,82	8,80	9,68	9,67	9,65	10,81	10,72	10,72	11,69	11,60	11,69	10,23	11,90	11,90
NBP *	11,41	4,96	6,39	8,81	8,65	9,79	9,71	9,33	9,35	8,87	8,72	9,94	10,18	9,91	8,89	9,35	8,44	8,44
Henry Hub	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97	4,23	4,31	4,54	4,41	4,05	3,89	3,56	3,26	3,16	4,00	2,65	2,65
Petróleo Brent	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42	22,00	20,41	20,32	20,82	19,61	20,15	19,50	19,72	19,22	19,82	19,70	19,70
Petróleo WTI	17,74	10,99	14,14	15,93	15,96	18,35	19,58	18,03	17,14	17,33	15,38	15,24	15,40	17,31	17,55	16,93	17,88	17,88
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	97,01	61,50	79,48	96,54	103,76	114,60	123,49	114,55	114,04	116,88	110,05	113,12	109,43	110,66	107,9	111,25	110,58	110,58
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	99,58	61,68	79,37	89,38	89,57	102,99	109,89	101,22	96,21	97,26	86,30	85,55	86,45	97,17	98,53	95,04	100,36	100,36

Fontes:

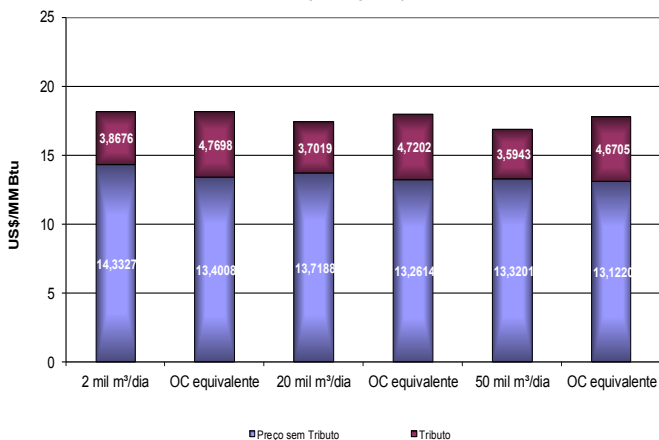
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, www.indexmundi.com (FMI), fevereiro/12.

Preço do Petróleo: Petrobras, fevereiro/12.

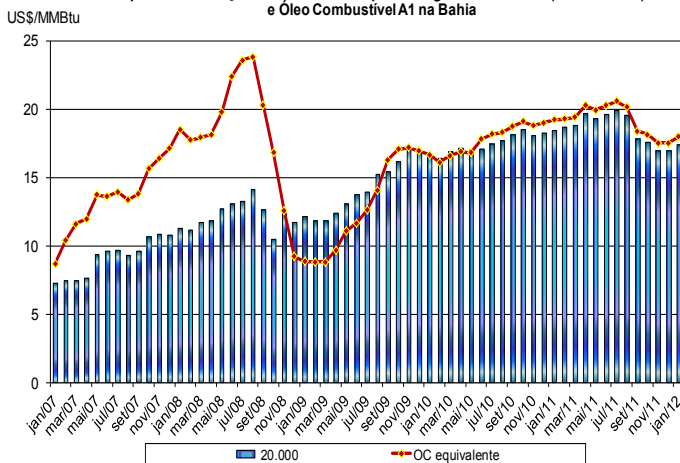
* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

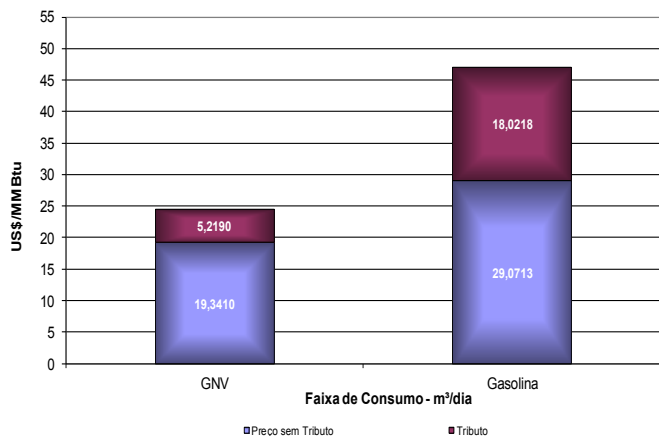
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
JANEIRO DE 2012



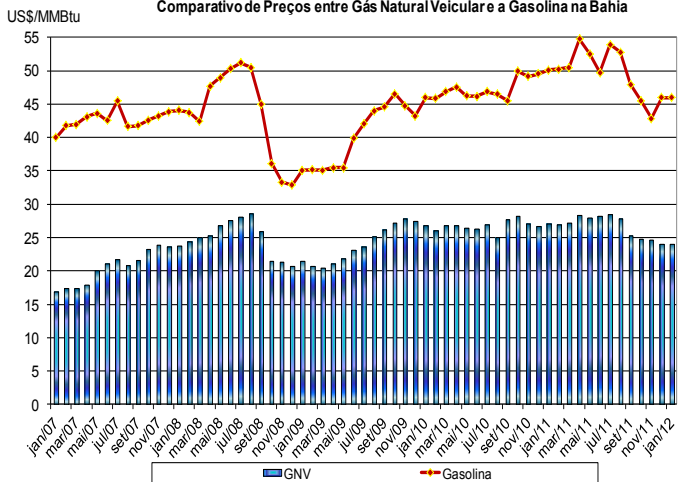
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



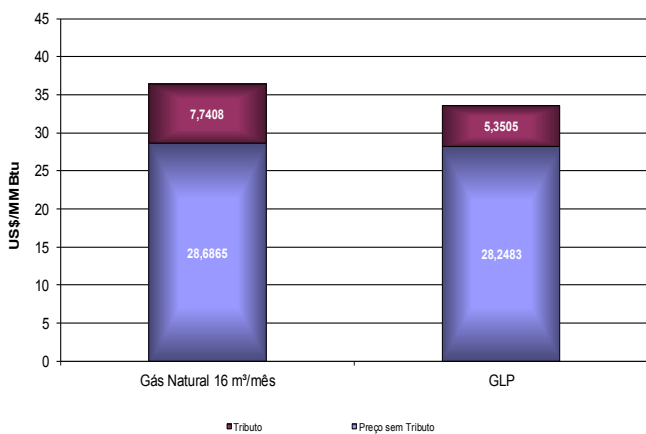
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
JANEIRO DE 2012



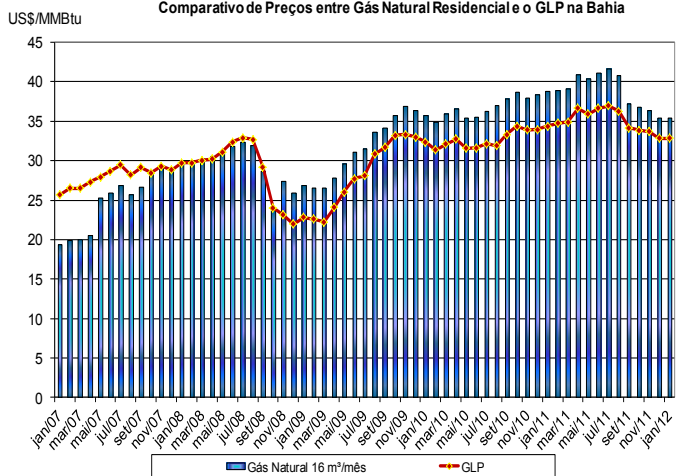
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
JANEIRO DE 2012



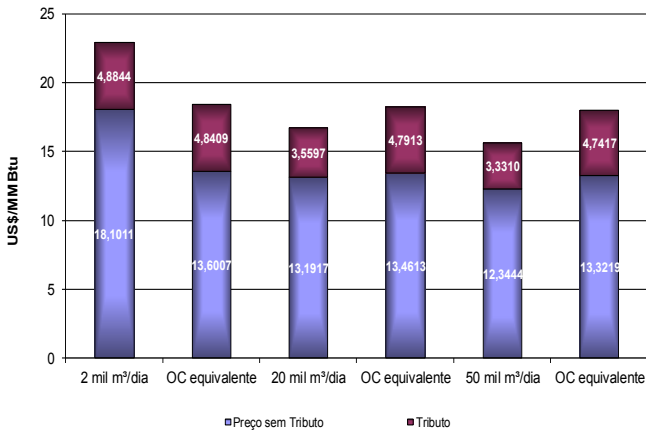
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



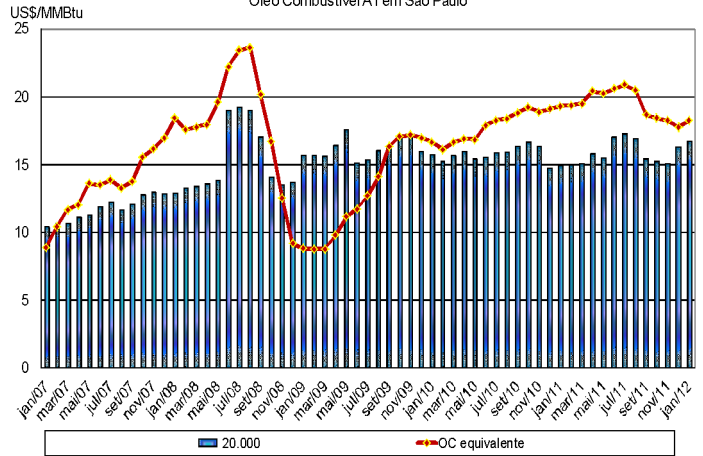
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

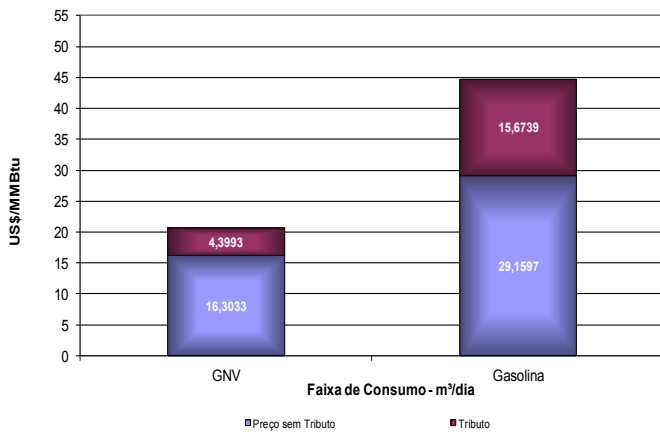
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
JANEIRO DE 2012



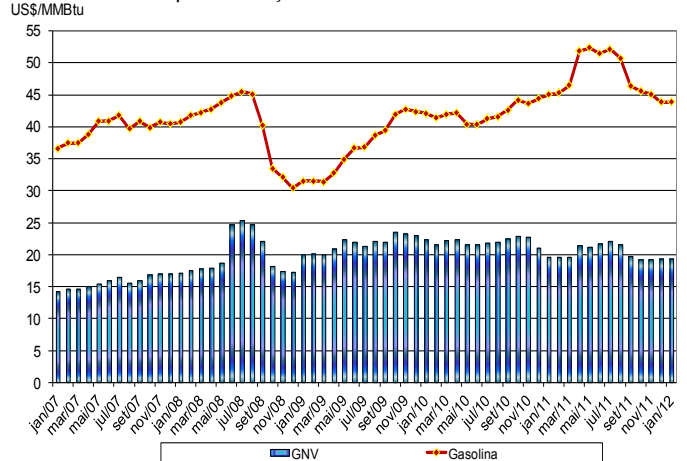
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



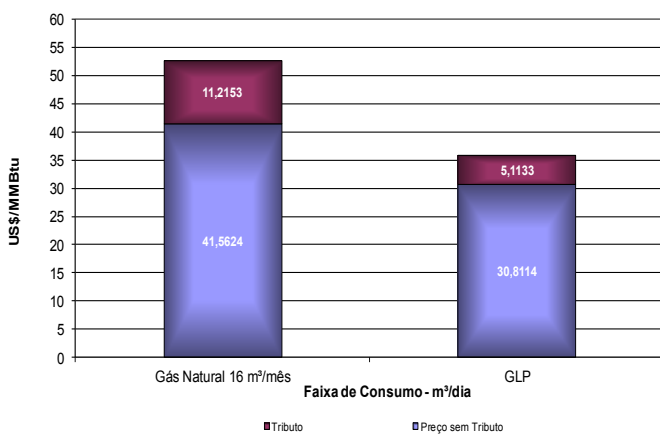
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
JANEIRO DE 2012



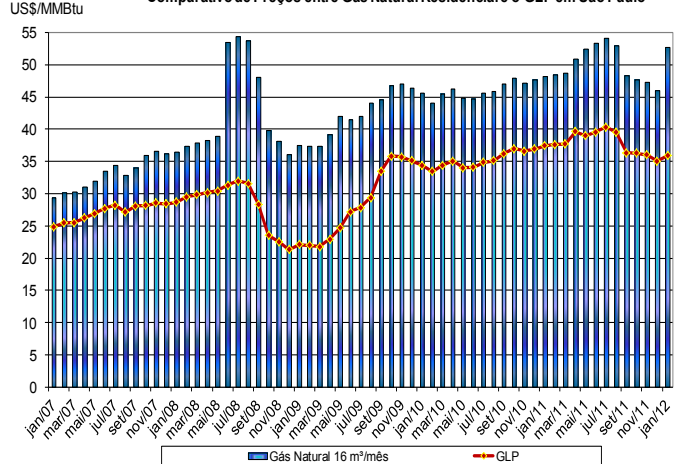
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
JANEIRO DE 2012



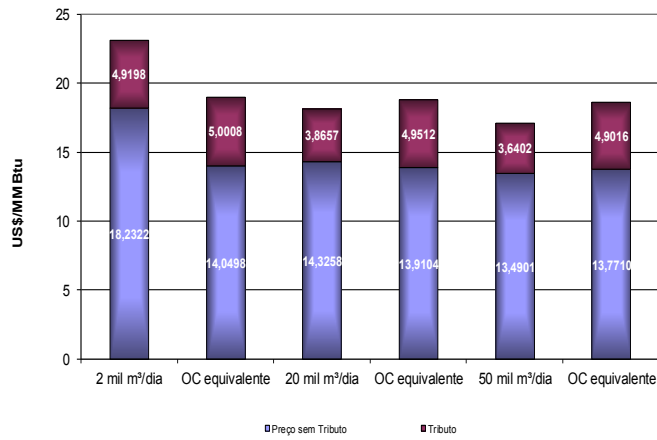
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



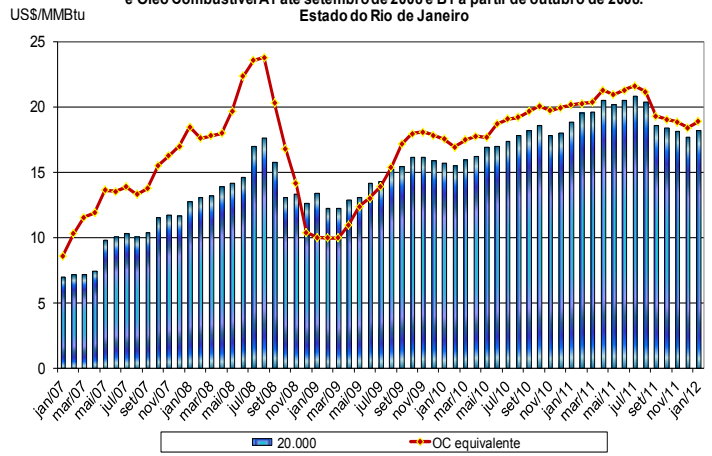
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

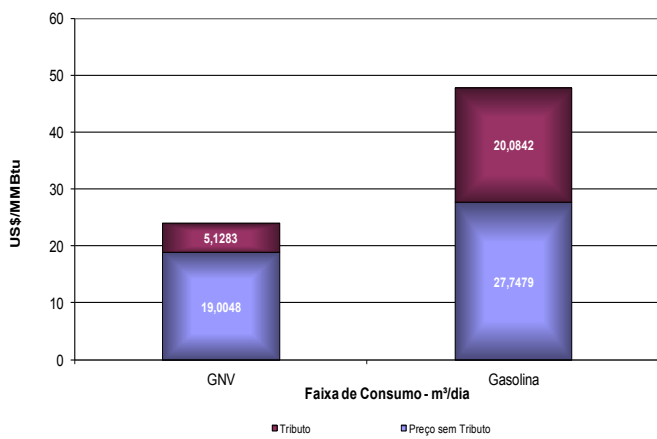
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro JANEIRO DE 2012



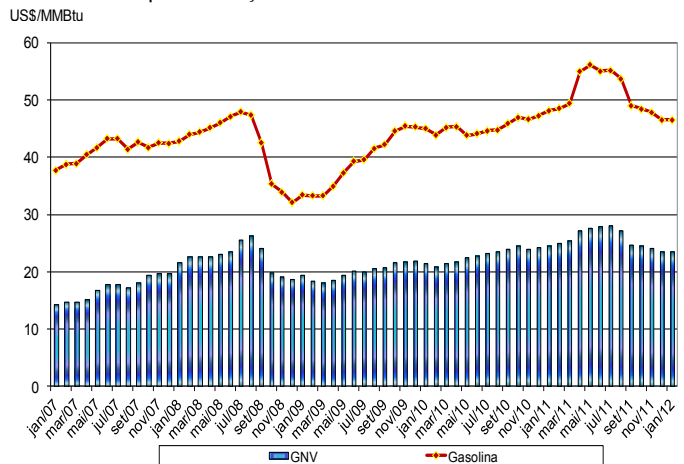
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Oleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



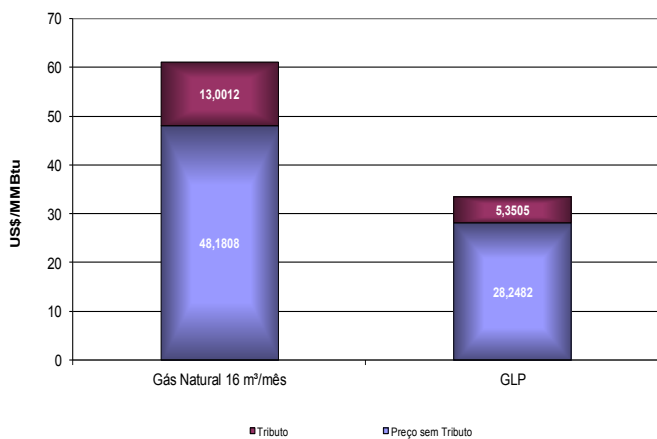
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro JANEIRO DE 2012



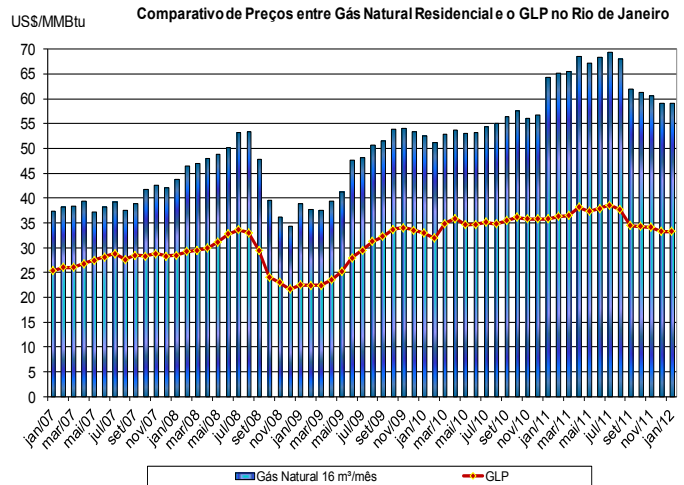
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro JANEIRO DE 2012



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 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	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	44,34	39,84	41,98	47,79	48,04	47,69	47,60	47,52	47,04	43,83	45,07	
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,0
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42	0,15	0,14	0,16	0,11	0,14	0,43	0,17	0,39	0,86	0,59	0,29	0,32	0,7
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76	0,79	0,80	0,77	0,79	0,82	0,83	0,71	0,81	0,83	0,82	0,82	0,80	1,8
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45	0,49	0,49	0,46	0,47	0,50	0,49	0,50	0,51	0,53	0,52	0,50	0,49	1,1
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21	0,84	1,03	1,08	1,03	1,16	1,31	1,17	0,98	0,86	0,94	0,98	1,05	2,3
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,08	38,96	36,30	43,73	41,83	37,36	39,58	45,17	44,98	45,14	44,91	44,45	44,17	41,24	42,41	94,1
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,03	5,72	6,38	7,34	7,62	7,21	6,64	7,36	8,28	8,54	8,71	9,01	9,04	8,88	8,75	8,49	8,21	18,2
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18	0,17	0,4
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,2
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35	1,39	1,36	1,39	1,36	1,39	1,36	1,45	1,49	1,46	1,53	1,49	1,42	3,1
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99	3,30	3,01	3,54	4,48	4,71	4,79	4,98	4,81	4,75	4,59	4,51	4,29	9,5
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,23	0,26	0,27	0,27	0,26	0,25	0,27	0,25	0,27	0,26	0,6
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00	1,76	1,94	1,91	1,89	2,01	2,02	2,18	2,12	2,09	1,92	1,97	4,4
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68	36,51	35,20	30,06	31,29	36,62	36,27	36,13	35,87	35,57	35,41	32,75	34,20	75,9
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97	28,51	27,81	27,58	22,70	26,74	59,3
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97	28,51	27,81	27,58	22,70	26,74	59,3
EPE	0,54	0,02	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
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00	7,11	7,33	6,73	7,37	7,15	7,61	7,16	7,36	7,76	7,83	10,05	7,46	16,5

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

Poder Calorífico:

Gás Boliviano: 9.696 kcal/m³

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	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
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
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,15	7,11	8,68	11,32	13,70	14,44	14,60	14,02	14,16	12,99								13,99
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,02	1,04	1,13	1,46	1,80	1,21								1,28
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05								0,05
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	8,62	9,34	9,26	8,92	8,53	7,99								8,78
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,27	1,43	1,53	1,40	1,49	1,47								1,43
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,72	2,56	2,61	2,14	2,23	2,20								2,41
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,06								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

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	121,54	120,41	124,86	127,20	126,47	127,74	127,28	126,50	124,74	123,00	124,69
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37	27,12	25,87	30,26	30,68	31,61	30,59	31,34	31,23	31,02	29,68	29,82	29,63
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97	14,07	13,90	10,09	11,53	11,75	12,88	13,83	14,25	14,48	14,50	14,93	13,35
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51	69,29	69,05	68,08	69,53	70,68	70,16	69,81	69,23	68,79	68,49	66,37	69,08
Noroste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24	12,97	12,72	11,98	13,12	13,16	12,84	12,77	12,57	12,21	12,07	11,88	12,63
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80	3,39	3,38	3,80	2,86	2,46	2,34	2,83	2,54	3,08	3,05	3,10	3,05
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	2,39	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43	2,42	2,35	2,06	2,50	2,39	5,66	2,63
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	5,18	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65	4,53	4,58	5,37	5,27	5,53	2,44	4,80
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	13,14	12,77	12,73	12,77	10,53	11,49	12,38	15,46	14,42	14,60	12,78	13,30	13,14	13,03
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	104,53	98,74	99,59	98,22	99,33	102,93	105,28	101,73	103,56	102,71	102,88	100,47	98,66	101,17
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	5,04	10,05	11,01	12,42	12,62	11,58	18,63	24,39	26,51	29,56	22,10	19,84	16,27	16,25	18,43
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16	7,64	7,15	7,33	7,76	7,81	10,00	7,46
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23	18,87	22,41	14,77	12,08	8,46	6,25	10,97
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	103,68	113,26	108,74	111,03	109,85	110,25	121,16	129,28	127,83	132,63	124,35	122,22	116,47	114,68	119,04
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	9,66	11,54	13,08	18,74	36,74	55,15	59,96	56,00	32,43	22,88	13,22	11,61	28,42
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,55	2,67	2,84	3,54	5,50	7,57	8,24	7,89	5,61	4,06	2,87	2,33	4,64
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	6,67	7,12	7,22	7,37	7,08	7,63	7,61	7,81	7,81	7,70	7,64	7,76	7,45
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	48,19	46,51	42,07	36,35	24,07	19,55	17,46	21,23	32,38	40,33	49,07	47,88	35,42
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	35,22	36,32	37,43	36,52	35,81	29,10	25,73	28,78	36,73	38,28	35,59	37,42	34,41
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27	8,84	10,92	9,41	8,96	8,08	7,67	8,70
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	1,19	1,03	0,98	0,91	0,63	0,39	0,39	0,40	0,49	0,45	0,49	0,27	0,23	0,55
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chile	6,40	1,98	2,09	0,97	0,72	0,77	0,62	0,29	0,19	0,18	0,18	0,19	0,20	0,30	0,13	0,08	0,32
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31	0,21	0,29	0,34	0,20	0,21	0,23	0,31	0,25	0,18	0,13	0,15	0,23

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):

Gás Argentino: 9.300 kcal/m³**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	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,18	0,21	0,31	0,20	0,30	0,33	0,21	0,25	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
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, Energia y Minería

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).

⇒ Atos normativos da ANP

- Portaria nº 249, de 1º de novembro de 2000 - Dispõe sobre questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural.
- Resolução 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 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 nº 51, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382/2010;
- Resolução 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.

⇒ Temas em processo de regulamentação:

Pelo CNPE:

- Diretrizes para as atividades de exportação de gás natural.

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/2012.

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	jan-14

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, janeiro de 2012

AMPLIAÇÃO DAS UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

UNIDADE PRODUTORA EM CONSTRUÇÃO	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (mil m ³ /dia)	INÍCIO DA OPERAÇÃO	DATA DE CONCLUSÃO
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	3.000	abr/11	1º sem/2012
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	out/11	
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500		
TOTAL		18.000		

Fontes:

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

Sala de Monitoramento MME/DGN, março de 2012.

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

DESTAQUES DO PAC NA ÁREA DE GÁS NATURAL

ANDAMENTO DOS PROJETOS

UFN III - Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III

- Iniciada a abertura de vala para execução dos dutos de efluentes em 01/03/2012.

GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia

- Assinado o contrato para Construção e Montagem - C&M do Gasoduto e do Pier do Terminal em 16/03/2012
- Publicado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis - ANP sumário do Projeto em 19/03/2012
- Publicada pela Agência Nacional de Transportes Aquaviário - ANTAQ a Resolução Nº 2.429 que autoriza a exploração do Terminal Portuário de Uso Privativo Exclusivo em 02/04/2012

ANEXOS

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
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
Espírito 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, fevereiro de 2012

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 - 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	Cubaão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVT	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
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 Aracaí	Aracaí (CE)	Aracaí (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
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)	Beim (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	Cubaão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.301,0			
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⁾						
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguaiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguaiana - 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 Matías)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
TOTAL BRASIL			9.211,2			

(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

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	Est. Chiquitos (Bolívia)	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Est. Chiquitos (Bolívia)	Divisa com o Brasil (San Matías)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Aldea Brasileira (Argentina)	Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

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

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.

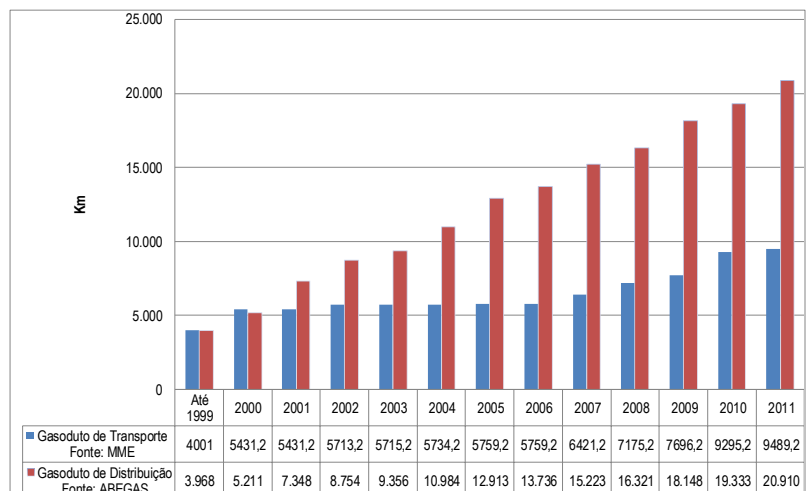
* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

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	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, fevereiro de 2012

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-Ibititê)	cc	226	4,38	MG	212	188,89
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	349	179,55
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	6,27
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	206	207,77
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	139,49
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	150,00
Linhães	ca	204	5,66	ES	-	93,29
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) ⁽¹⁰⁾	ca	321	7,46	MS	241	107,16
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	-	64,16
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	317,83
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85
Norte Fluminense - Preço 1					400	37,80
Norte Fluminense - Preço 2					100	58,89
Norte Fluminense - Preço 3	cc	869	4,74	RJ	200	102,84
Norte Fluminense - Preço 4					85	149,33
TOTAL Sudeste/Centro-Oeste	-	5.817	-	-	4.310	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	147	541,93
Uruguaiana ⁽³⁾	cc	640	4,37	RS	-	141,18
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	219,00
TOTAL Sul	-	1.285	-	-	605	-
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	215,00
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	188,15
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	189,64
Termo Fortaleza	cc	347	4,78	CE	327	86,52
Termo Pernambuco	cc	533	4,02	PE	494	70,16
TOTAL Nordeste	-	2.160	-	-	1.598	-
TOTAL GERAL	-	9.262	-	-	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	
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	64	6,22	MS	abr/12	
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	88	4,24	RS	out/12	
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	309	5,49	CE	-	
Maranhão IV (antiga MC2 Joinville) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	jan/13	
Maranhão V (antiga MC2 João Neiva) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	jan/13	
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	jun/14	
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	jun/14	
Maranhão III ⁽⁸⁾	cc	499	n/d	MA	mai/14	
Baixada Fluminense ⁽⁸⁾	cc	530	n/d	MA	out/14	
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	
Jaraquí	Motor	0	70	70	60	
Tambaquí	Motor	0	85	85	60	
TOTAL	-	188	478	666	470	

Fontes: ANEEL/Petrobras, março de 2012.
ONS, Fax-preço semana operativa 25/02/2012 a 02/03/2012
DNSE/SEE/ME, março de 2012.

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

NOTAS:

- (1) UTE Cuiabá indisponível segundo Despacho ANEEL nº 4.332, de 20/11/2009;
- (2) UTEs Piratininga 1 e 2 e Piratininga 3 e 4 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. A operação comercial utilizando esse combustível está prevista para dezembro/2011.
- (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	15 milhões m ³ /dia	RS		12/09/2012
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/MS)	30 M m ³ /d	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP		25/04/2012
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,24 M m ³ /~dia	UTE Cuiabá MT		31/12/2012
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	diversos produtores de GNL	20 M m ³ /dia gás ou 33.300 m ³ /dia GNL	geração termelétrica (CE, ES, MG, RJ, RN, SP)		09/07/2012
MTGás	Bolívia	500 mil m ³ /d (firme e não firme)	MT (setor res. com. serv. ind. fert. coqer e GNV)	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012	1º/12/2012

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL ⁽¹⁾

Empresa Exportadora	Local de Saída	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Terminais de Regaseificação de Pécem 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		24/07/2012

Fonte: ANP/MME, fev/12

(1) Reexportação de cargas ociosas de gás natural liquefeito - GNL, segundo estabelecido na Portaria MME nº 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 toneladas 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