

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUES

- ⇒ **Produção de gás natural:** Redução da produção em razão de paradas programadas para manutenção de plataformas (pag. 04)
Neste Boletim, detalhes sobre infraestrutura *offshore* de produção da Bacia do Espírito Santo (pag. 04)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Aumento da queima devido a problema no sistema de compressão do FPSO Capixaba e aos Testes de Longa Duração - TLD em áreas das Bacias do Solimões e de Campos (pag. 05)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** O segmento residencial continua batendo recordes de consumo (pag. 08)
Consumo industrial cai ligeiramente, mas continua na faixa dos 40 milhões de m³/dia (pag. 08)
Consumo termelétrico mantém-se em torno de 12 milhões de m³/dia, o equivalente a cerca de 1.800 MW-med (pags. 08 e 10)
- ⇒ **Legislação:** ANP publica Resoluções sobre gasodutos que integram terminais de GNL, registros de autoprodutor e de autoimportador e autorização para a atividade de comercialização (pag. 18)

Agradecimento

A equipe do DGN gostaria de fazer um agradecimento especial ao colega Hermann Araújo, que se dedicou com afinco à publicação deste Boletim desde a sua primeira edição, em 2007. Caro Hermann, obrigado e boa sorte no seu novo desafio profissional.

SUMÁRIO

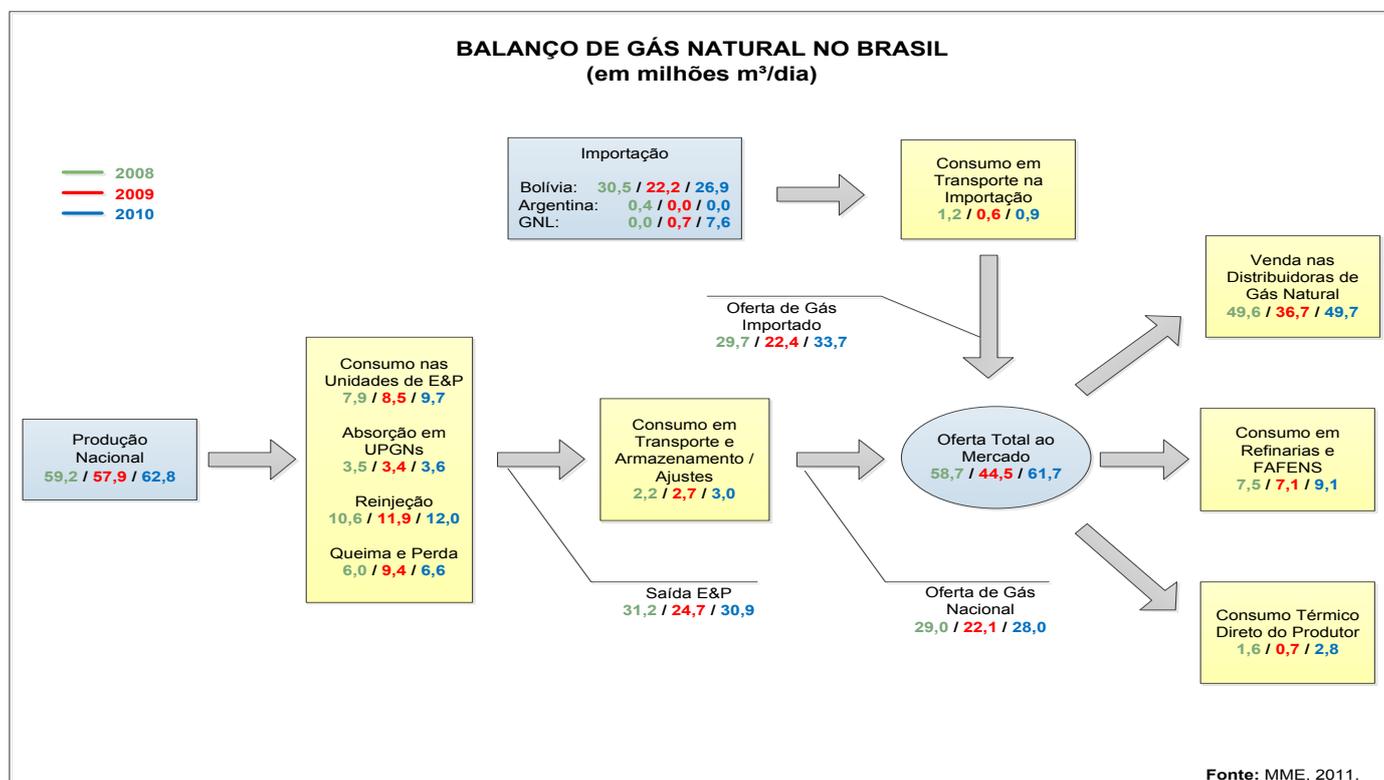
<i>Balanco de Gás Natural no Brasil</i>	2
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural</i>	3
<i>Importação de Gás Natural</i>	6
<i>Oferta Interna Disponibilizada</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural</i>	8
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural</i>	10
<i>Preços e Competitividade</i>	12
<i>Balanco de Gás Natural 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>Unidade 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 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88						64,84
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	11,96	12,01	12,25	11,32	12,13	12,28	11,83	11,15						11,85
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,64	6,06	4,83	3,66	2,87	4,00	4,47	5,18						4,44
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,72	10,01	10,13	9,92	10,17	10,15	10,23	9,95						10,08
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	3,20	1,21	3,27	2,46	2,95						2,45
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,56	3,74	3,63	3,26	3,65	3,61	3,47	3,21						3,51
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	28,04	31,85	30,55	30,08	32,52	33,35	34,82	34,44						32,51
IMPORTAÇÃO	28,30	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35						28,00
Bolívia	27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77						26,61
Argentina	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58						1,39
Consumo em transporte na importação	0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07						0,89
Oferta de gás importado ao mercado	27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28						27,11
OFERTA TOTAL AO MERCADO	49,08	58,69	44,45	61,70	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72						59,62
Venda nas distribuidoras de gás natural	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56						46,60
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,89	7,50	7,09	9,12	10,34	10,21	11,01	9,94	11,10	11,33	11,30						10,75
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoaçú/Euzébio Rocha)	0,79	1,60	0,66	2,84	1,88	2,02	2,44	2,53	1,61	2,65	2,85						2,28
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	45,4%	57,6%	51,1%	51,5%	58,1%	55,5%	54,2%	54,1%						54,5%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, agosto de 2011

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



Equipe do Departamento de Gás Natural:

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

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

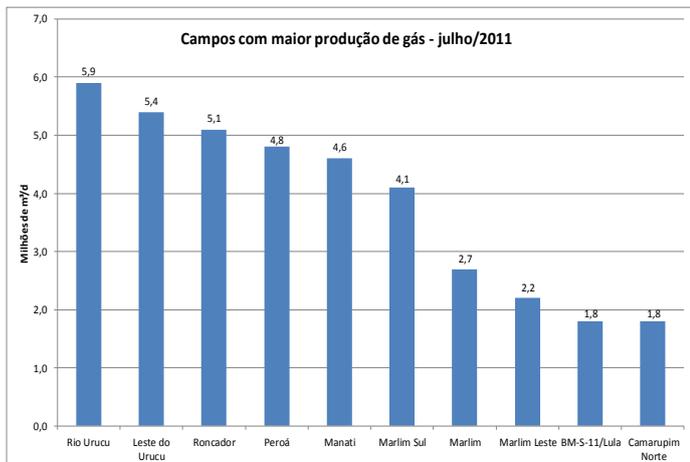
PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)		Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011											Média 2011	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
Terra		17,22	17,19	16,56	16,51	16,69	16,79	16,41	16,86	17,25	17,23	16,98						16,89
Mar		32,51	41,97	41,35	46,33	49,57	46,04	45,02	45,68	49,42	50,04	49,90						47,95
Gás Associado		37,02	39,77	46,50	47,12	50,01	48,75	47,67	49,02	50,48	51,32	50,16						49,63
Gás Não Associado		12,72	19,39	11,41	15,72	16,24	14,06	13,76	13,53	16,19	15,95	16,72						15,21
TOTAL		49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88						64,84

UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011											Média 2011	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
AM	Subtotal	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80						11,32
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80						11,32
	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
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,43	10,72	11,09	10,65	11,26	11,41	11,71	11,72						11,22
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,14	0,13	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,07						0,10
CE	Subtotal	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09						0,08
	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
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09						0,08
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09						0,08
	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
RN	Subtotal	2,96	2,54	2,09	1,89	1,87	1,89	1,85	1,92	1,83	1,83	1,86						1,86
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,74	0,82	0,84	0,82	0,77	0,72	0,68	0,69						0,76
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,15	1,05	1,05	1,03	1,15	1,11	1,16	1,16						1,10
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,24	1,48	1,27	1,32	1,31	1,24	1,28	1,31						1,32
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,65	0,39	0,62	0,53	0,61	0,59	0,56	0,55						0,55
AL	Subtotal	2,48	2,23	2,03	1,84	1,64	1,44	1,44	1,55	1,62	1,56	1,46						1,53
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,55	1,35	1,15	1,17	1,28	1,32	1,27	1,21						1,25
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,30	0,29	0,30	0,27	0,27	0,29	0,29	0,25						0,28
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,68	0,59	0,50	0,56	0,66	0,57	0,54	0,52						0,56
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,17	1,04	0,94	0,88	0,89	1,05	1,02	0,94						0,96
SE	Subtotal	1,50	2,35	2,62	3,02	3,39	3,52	2,99	3,15	3,39	3,13	2,98						3,22
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,27	0,27	0,30	0,30	0,27	0,27	0,26	0,26						0,28
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,76	3,13	3,23	2,69	2,88	3,12	2,87	2,72						2,95
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,61	3,00	3,13	2,68	2,80	2,99	2,75	2,58						2,85
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,41	0,39	0,39	0,31	0,36	0,40	0,38	0,39						0,38
BA	Subtotal	7,24	9,22	8,37	9,31	8,08	7,80	5,70	5,28	7,00	7,11	7,46						6,92
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,12	3,08	3,00	3,07	2,88	3,14	2,95	2,86						2,99
	Mar	3,18	5,70	5,16	6,19	5,00	4,80	2,64	2,40	3,86	4,16	4,60						3,92
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,63	1,72	1,68	1,72	1,61	1,66	1,53	1,46						1,63
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,68	6,35	6,12	3,98	3,67	5,33	5,58	5,99						5,29
ES	Subtotal	2,64	7,68	2,94	7,39	11,81	9,62	11,82	11,33	12,41	12,75	12,92						11,81
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,27	0,34	0,31	0,30	0,31	0,31	0,26	0,16						0,28
	Mar	2,41	7,24	2,64	7,12	11,47	9,31	11,51	11,02	12,10	12,49	12,76						11,52
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	2,63	5,63	5,31	5,14	5,08	5,13	5,70	5,41						5,34
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	4,76	6,18	4,31	6,68	6,25	7,28	7,05	7,52						6,47
RJ	Subtotal	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88						25,47
	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
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88						25,47
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,68	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88						25,47
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00
SP	Subtotal	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42	2,14	3,39	3,44	3,44						2,63
	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
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42	2,14	3,39	3,44	3,44						2,63
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,10	0,67	0,54	0,14	0,49	1,93	2,18	2,19						1,16
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,83	1,76	1,59	1,28	1,66	1,46	1,26	1,25						1,47
PR	Subtotal	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00
	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
	Mar	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00
	Gás Associado	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00
	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
Total Brasil		49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88						64,84

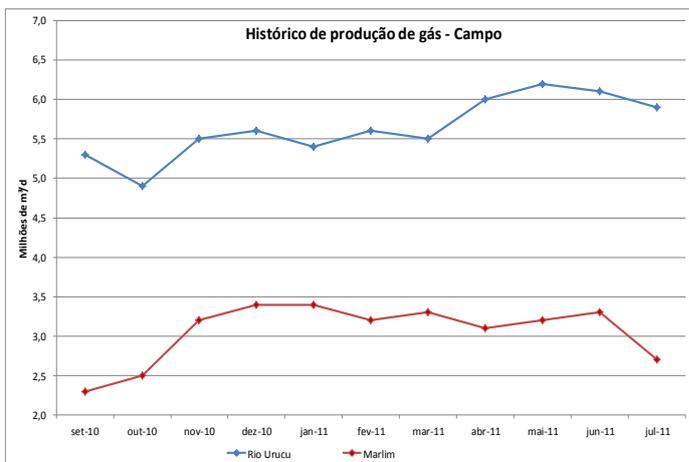
Fonte: ANP, agosto de 2011

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de junho, a produção nacional de gás natural de julho apresentou redução de 0,39 milhões de metros cúbicos por dia, tendo o Estado do Rio de Janeiro maior influência no decréscimo.



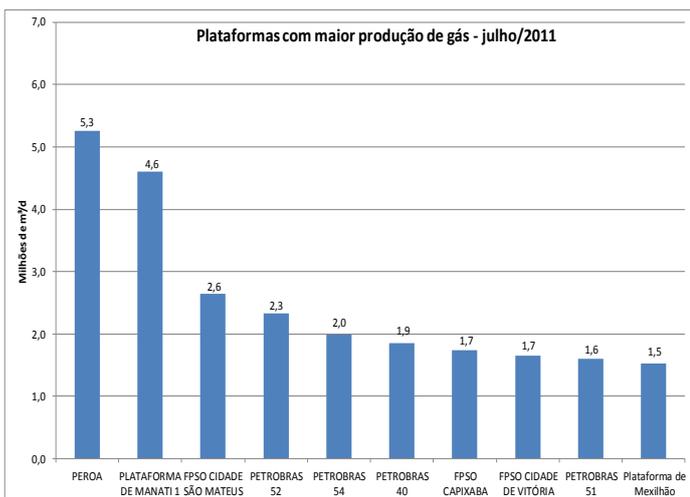
Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 57,5% da produção nacional.



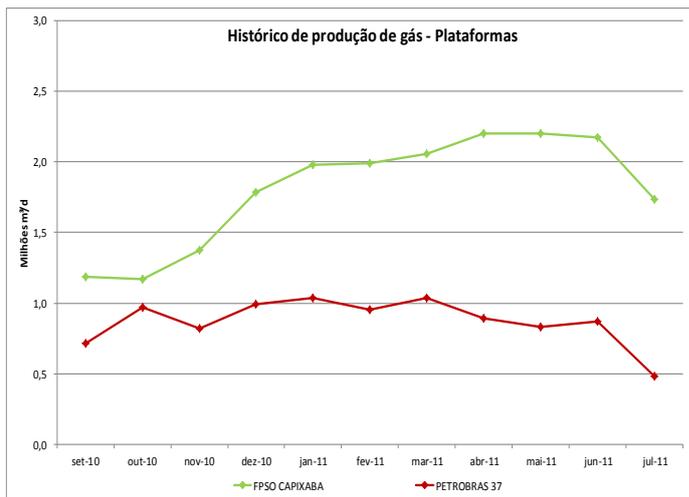
Os campos de maior influência na redução da produção nacional foram Marlim (Rio de Janeiro) e Rio Urucu (Amazonas).

A queda de produção no campo Rio Urucu foi compensada pelo aumento de produção na área exploratória SOL-T-171.

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 37,7% da produção nacional de gás.



As plataformas com maior influência na redução da produção foram o FPSO CAPIXABA (Parque das Baleias - Espírito Santo) e a P-37 (Marlim - Rio de Janeiro). A redução da produção nas referidas plataformas está relacionada à parada programada para manutenção.

INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (BACIA DO ESPÍRITO SANTO - OFFSHORE)

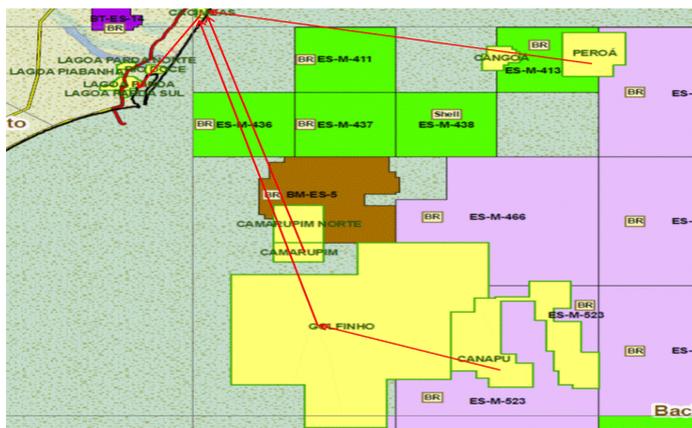
Esta edição do boletim esquematiza a infraestrutura offshore de produção de gás natural da Bacia do Espírito Santo.

BACIA DO ESPÍRITO SANTO - Offshore					
Campos / Áreas	Prod. jul/2011 (MM m³/d)	Plataformas	Prod. jul/2011 (MM m³/d)	UPGN	Capacidade (MM m³/d)
CAMARUPIM	0,81	FPSO Cidade de São Mateus	2,65	Pólo Cacimbas / Pólo Lagoa Parda	16,0 / 1,95
CAMARUPIM NORTE	1,84				
CANAPU	1,44	FPSO Cidade de Vitória	1,65		
GOLFINHO	0,21				
CANGOÁ	0,42	Plataforma Peroá	5,26		
PEROÁ	4,84				
Campos onshore	0,16	-	0,16		
SOMA	9,72	-	9,72		

Os campos de Abalone, Argonauta, Baleia Franca, Cachalote, Jubarte e Ostra, apesar de pertencerem ao Estado do Espírito Santo, fazem parte da Bacia de Campos.

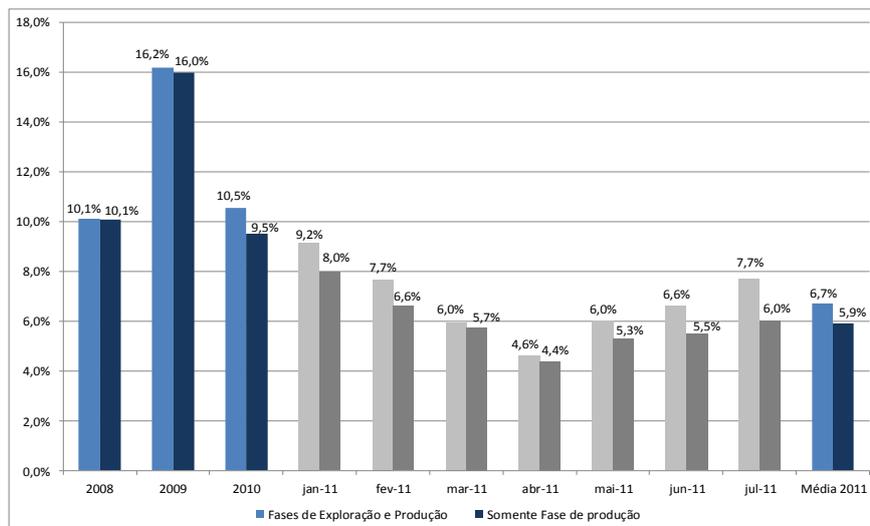
Na figura ao lado, as regiões amarelas são campos em fase de produção.

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção ANP, agosto de 2011.



QUEIMA DE GÁS NATURAL

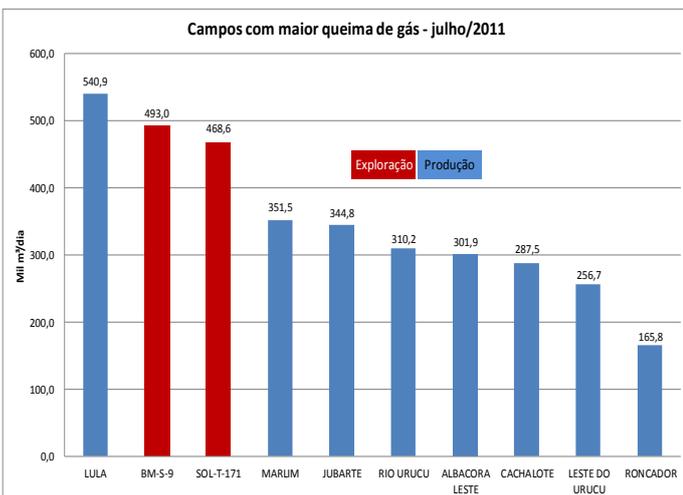
QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO



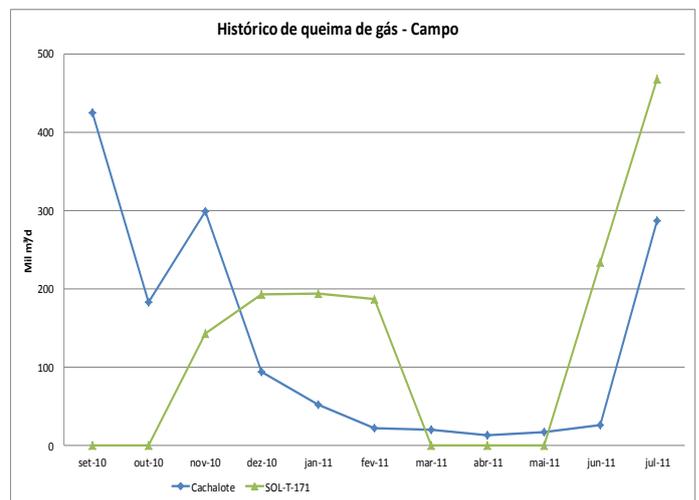
Em relação ao mês de junho, a queima de gás natural de julho aumentou 0,71 milhão de m³/dia, sendo Espírito Santo e Amazonas os Estados de maior influência.

A queima de gás natural oriunda de área exploratória foi responsável por 23,9% do total, maior percentual verificado desde janeiro de 2008.

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS

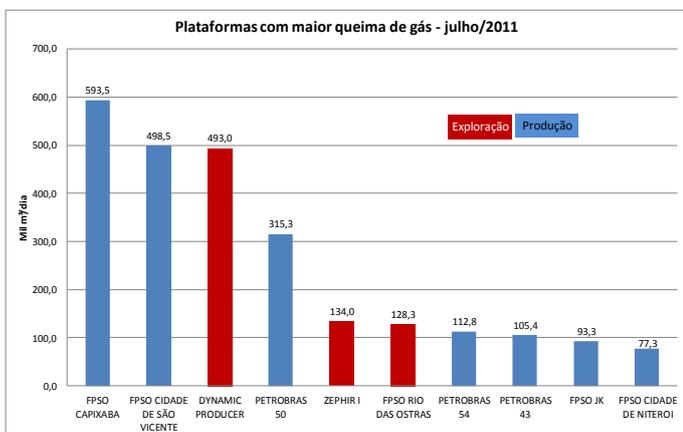


As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 68,0% da queima de gás no País. Os campos e áreas exploratórias de maior influência no aumento da queima de gás foram Cachalote (Espírito Santo) e SOL-T-171 (Amazonas).

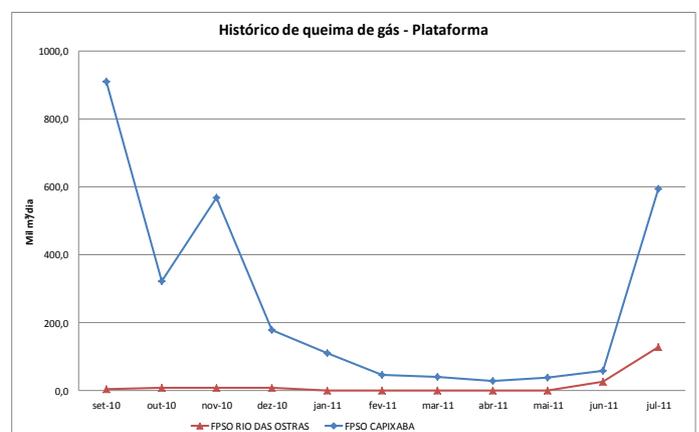


A área exploratória SOL-T-171 apresentou o maior volume histórico de queima de gás natural. O campo de Cachalote apresentou notável redução da queima de gás natural nos meses de janeiro a junho deste ano, entretanto no mês de julho foi verificado aumento devido à problema de compressão na plataforma FPSO Capixaba.

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 49,3% da queima de gás no País.



As plataformas de maior influência no aumento da queima de gás foram FPSO CAPIXABA (Parque das Baleias) e o FPSO RIO DAS OSTRAS (área exploratória BM-C-36_C-M-401).

IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011										Média 2011			
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out		nov	dez	
Bolívia	TBG	Petrobras	26,90	30,52	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77							26,61
		BG	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
	EPE		0,55	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
	Subtotal		27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77							26,61
Argentina	Sulgás (TSB)		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	
	Subtotal		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58						1,39	
Terminal GNL de Pecem *			0,00	0,00	0,64	2,49	0,18	0,20	0,39	0,56	2,33	0,95	1,58						0,88	
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,08	5,15	1,01	0,58	0,93	0,00	1,04	0,00	0,00						0,51	
TOTAL			28,30	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35						28,00	
Consumo em transporte na importação			0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07						0,89	
Oferta de gás importado			27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28						27,11	

Fontes: ANP e TBG, agosto de 2011

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

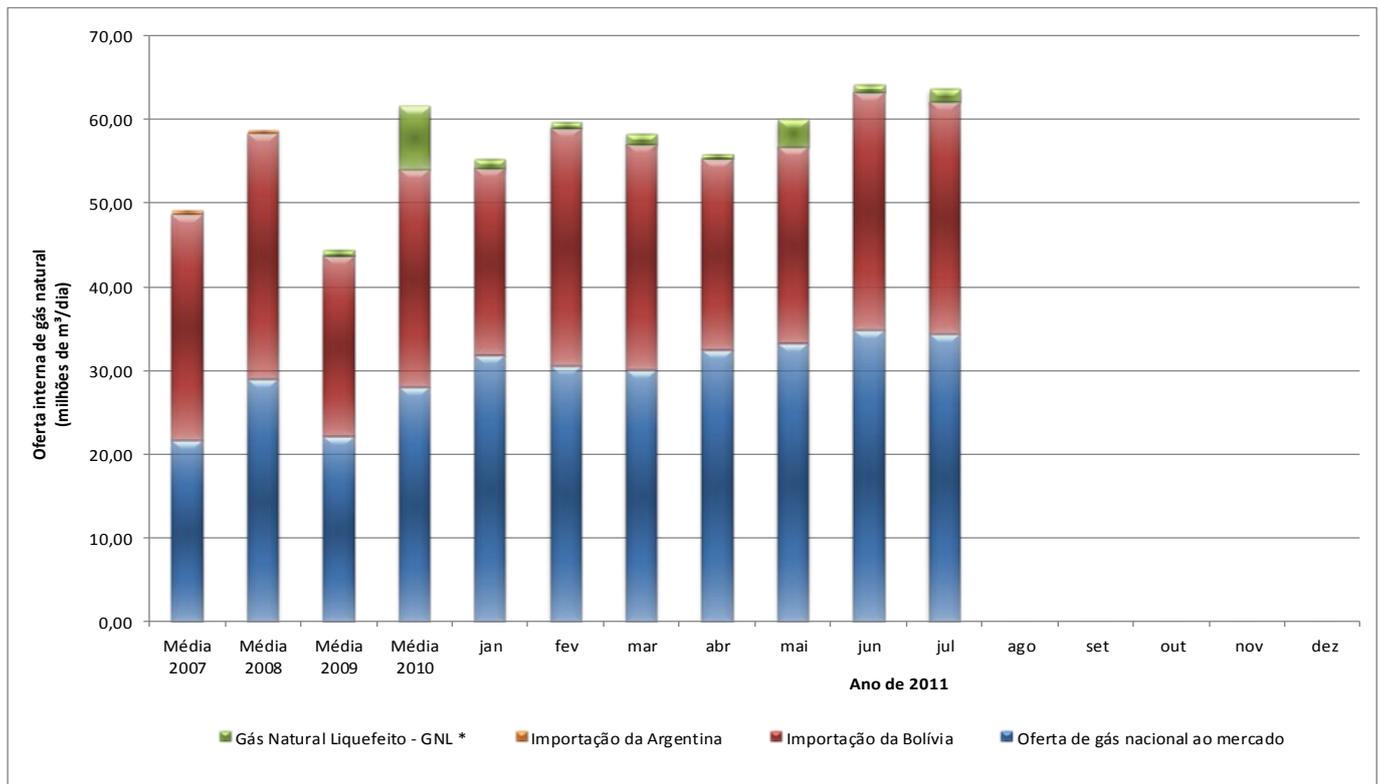
* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

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

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217			
04/2010	12.282.313	58.449.719	128.179	4,06	Nigéria	Pecém - CE
06/2010	18.221.593	61.208.770	134.230	5,76	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
07/2010	22.101.621	63.333.306	138.889	6,75	Nigéria	Pecém - CE
07/2010	15.497.878	55.903.248	122.595	5,36	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2010	20.443.200	58.540.400	128.378	6,75	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
08/2010	21.287.438	65.790.798	144.278	6,26	Catar	Rio de Janeiro - RJ
08/2010	18.278.573	58.647.294	128.612	6,03	Nigéria	Pecém - CE
08/2010	84.315.041	242.347.520	531.464	6,73	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
08/2010	21.767.884	56.083.545	122.990	7,51	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
09/2010	20.189.902	63.585.574	139.442	6,14	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2010	6.593.400	24.654.230	54.066	5,17	Emirados Árabes Unidos	Pecém - CE
09/2010	20.858.912	62.907.335	137.955	6,41	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
09/2010	38.351.310	124.008.407	271.948	5,98	Peru	Rio de Janeiro - RJ
09/2010	22.996.321	57.743.770	126.631	7,70	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
10/2010	48.622.019	127.232.801	279.019	7,39	Catar	Rio de Janeiro - RJ
10/2010	11.492.976	23.020.850	50.484	9,66	Guiné Equatorial	Rio de Janeiro - RJ
10/2010	19.020.054	58.759.562	128.859	6,26	Nigéria	Pecém - CE
10/2010	34.699.225	114.841.545	251.845	5,84	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
10/2010	40.081.666	101.778.780	223.199	7,62	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
11/2010	21.629.227	43.519.024	95.436	9,61	Guiné Equatorial	Pecém - CE
11/2010	69.819.080	183.728.237	402.913	7,35	Catar	Rio de Janeiro - RJ
11/2010	25.441.875	65.486.189	143.610	7,51	Emirados Árabes Unidos	Pecém - CE
11/2010	28.446.709	62.884.540	137.905	8,75	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
11/2010	24.290.746	61.545.345	134.968	7,63	Reino Unido	Pecém - CE
11/2010	10.691.741	26.140.140	57.325	7,91	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
12/2010	28.460.740	69.188.050	151.728	7,96	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
12/2010	24.099.499	60.718.322	133.154	7,68	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
12/2010	42.920.515	104.842.510	229.918	7,92	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
12/2010	4.555.654	11.210.300	24.584	7,86	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606			
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	6,43	Catar	Pecém - CE
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	144.181.160	338.395.596	742.096			

Fonte: Aliceweb - MDIC, agosto de 2011.

OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



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

COMENTÁRIOS

Em relação ao mês anterior, a produção nacional de gás natural de julho de 2011 caiu cerca de 1%, de 67,27 milhões de m³/dia para 66,88 milhões de m³/dia. Na região Nordeste, nos Estados de Alagoas e Sergipe, a produção foi de 1,46 milhões de m³/dia e 2,98 milhões de m³/dia, queda de 6,4% e 5,0%, respectivamente. Já nos Estados do Rio Grande do Norte e da Bahia, a produção aumentou 1,3% e 4,9%, respectivamente. Na região Sudeste, apenas em São Paulo a produção permaneceu estável. No Espírito Santo foi registrada elevação de 1,4% (+0,17 milhão de m³/dia), observada principalmente no campo de Peroá. No Rio de Janeiro, houve diminuição de 2,6% (-0,66 milhão de m³/dia), observada no campo de Marlim. Na região Norte, a produção em Urucu permaneceu estável em relação ao mês anterior, ficando em 11,80 milhões de m³/dia. Ao comparar com julho de 2010, a oferta de gás nacional cresceu 22,7%, atingindo 34,44 milhões de m³/dia.

Comparando-se julho de 2011 com o mês anterior, a oferta de gás natural importado permaneceu estável em cerca de 29 milhões de m³/dia. Houve redução de importação da Bolívia, que foi compensada pelo aumento da regaseificação de GNL. A quantidade de gás importado da Bolívia caiu 2,7%, saindo de 29,58 para 28,77 milhões de m³/dia. No que tange ao volume de GNL regaseificado houve aumento de 0,95 para 1,58 milhão de m³/dia em relação a junho deste ano, variação de 66%.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

No mês de julho foram consumidos diariamente, em média, 63,72 milhões de m³ de gás. O consumo industrial somou, ao todo, 40,52 milhões de m³/dia, queda de 1,3% em comparação ao mês anterior. No entanto, em comparação com julho de 2010, a demanda industrial cresceu 6,2%. Já o consumo de gás natural veicular continua em movimento de queda. No mês de julho, a demanda veicular foi de 5,27 milhões de m³/dia, recuo de 3,1% em relação a junho e de 0,8% na comparação com julho de 2010.

O consumo do segmento residencial, por sua vez, foi de 1,07 milhão de m³/dia em julho, alta de 1,6% frente ao mês anterior e de 12,4% ante ao mês de julho do ano passado. A comercialização desse segmento praticamente dobrou nos últimos meses. Em fevereiro de 2011, por exemplo, o consumo havia sido 0,59 milhão m³/dia.

A demanda do setor comercial também aumentou, fechando o mês de julho com 0,75 milhão m³/dia, 7,8% superior ao mês anterior e 15,6% maior em comparação a julho de 2010. O consumo de gás para geração elétrica representou alta de 1,5% sobre os 11,95 milhões de m³/dia de junho deste ano. As Usinas Termelétricas localizadas no sistema elétrico de Manaus foram as principais responsáveis por este aumento, seguidas pelas Usinas localizadas nos Estados do Rio Grande do Norte, de São Paulo e do Ceará.

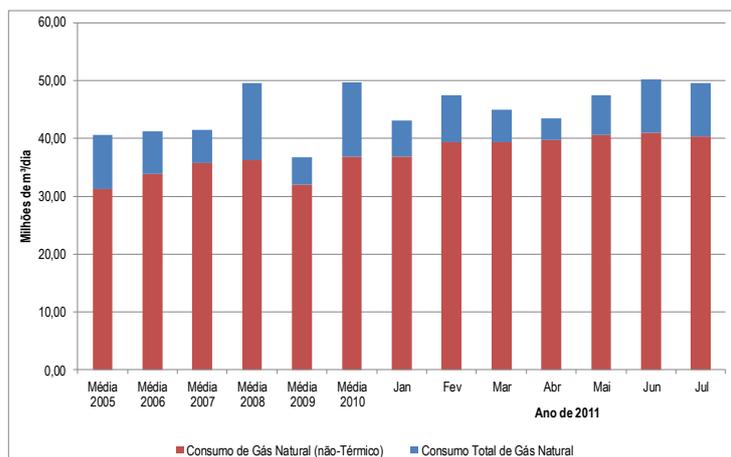
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Industrial *	32,24	33,40	28,96	35,41	36,80	39,05	39,63	38,98	40,76	41,04	40,52							39,54	66,3
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28	5,28	5,43	5,43	5,27							5,31	8,9
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,79	0,63	0,59	0,69	0,86	0,86	1,05	1,07							0,82	1,4
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,63	0,64	0,64	0,63	0,65	0,66	0,69	0,75							0,67	1,1
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	15,77	8,19	10,17	8,00	6,31	8,50	11,95	12,13							9,32	15,6
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,90	3,22	3,24	3,19	3,08	2,94	3,12	2,96							3,11	5,2
Matéria-prima	-	-	-	-	0,70	0,60	0,77	0,59	0,81	0,75	0,82							0,72	1,2
Outros (inclui GNC)	0,23	0,15	0,64	0,68	0,04	0,05	0,16	0,17	0,17	0,17	0,21							0,14	0,2
TOTAL	49,08	58,71	44,44	61,69	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72							59,62	100,0
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,57	16,20	16,34	15,20	16,38	15,04	17,03	16,15	16,14							16,04	
TOTAL GERAL	62,16	72,19	59,02	77,89	71,66	74,93	74,73	70,96	77,16	80,36	79,85							75,66	

* Inclui consumo direto do produtor

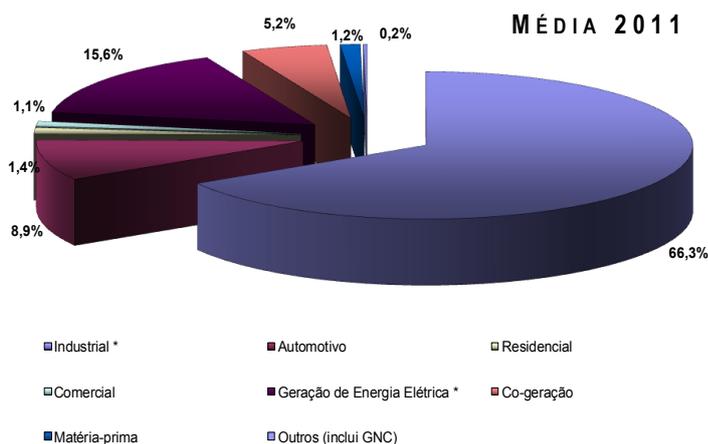
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, agosto de 2011

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

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 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %	
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47							0,42	0,9
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98							3,88	8,3
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,75	3,60	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75							2,96	6,3
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01							0,01	0,0
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	8,55	7,45	7,43	7,06	6,91	7,31	6,78	6,29							7,03	15,1
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	6,09	3,71	5,11	3,38	2,25	2,60	4,67	4,59							3,76	8,1
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	1,38	0,41	0,46	0,44	0,42	1,21	1,32	1,38							0,81	1,7
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,08	0,50	0,92	1,05	1,37	1,58	1,95	2,15							1,36	2,9
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	13,45	12,40	14,08	13,49	13,49	13,26	13,59	13,30							13,37	28,7
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	1,70	1,29	0,95	0,96	1,01	1,09	1,07	1,08							1,06	2,3
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	2,34	1,59	1,24	1,67	1,04	3,11	3,05	3,13							2,12	4,5
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88							0,67	1,4
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	2,63	2,59	2,84	2,96	2,92	2,95	3,16	2,94							2,91	6,2
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	0,0
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01							0,01	0,0
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,86	0,18	0,30	0,19	0,22	0,20	0,20	0,29							0,23	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34							0,34	0,7
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40							0,40	0,8
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42							1,41	3,0
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85							1,83	3,9
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28							0,26	0,6
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01							1,76	3,8
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	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56							46,60	100,0

Fonte: Abegás, agosto de 2011

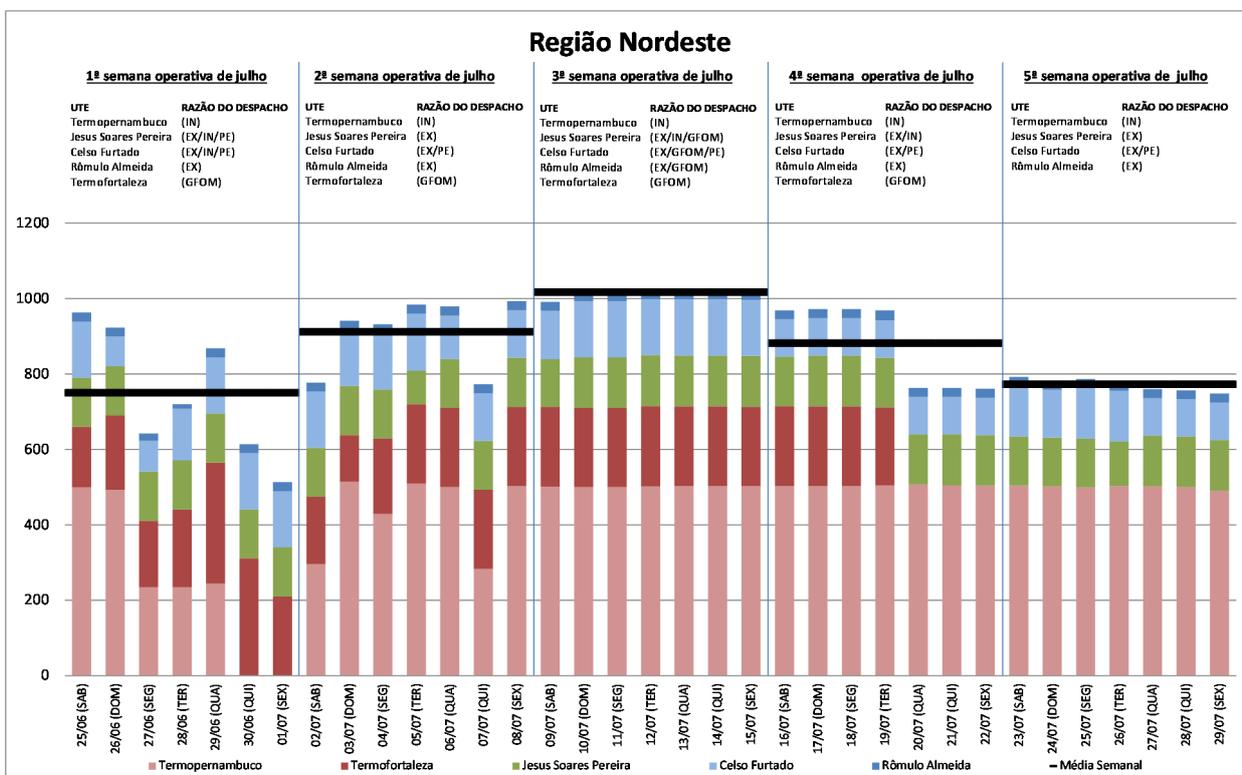
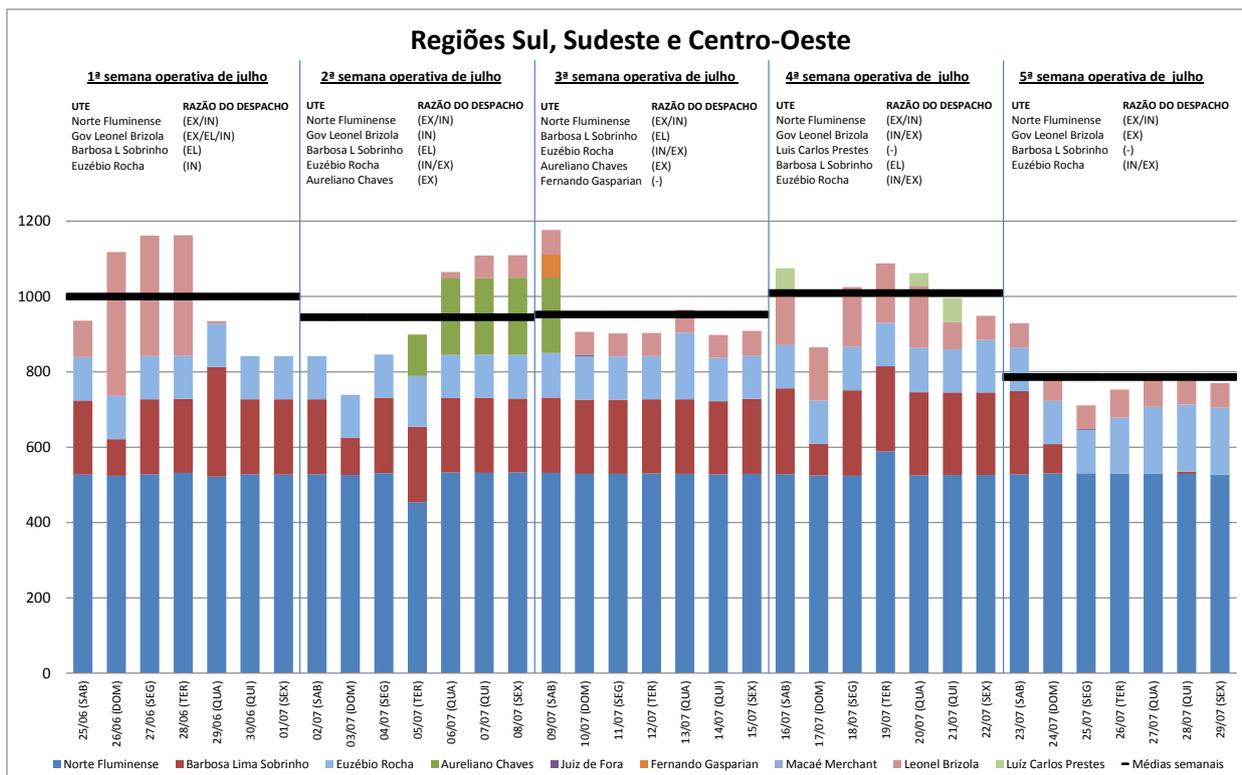
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %	
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47							0,42	1,1
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98							3,88	9,8
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,71	3,08	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75							2,88	7,3
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01							0,01	0,0
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,84	4,60	4,97	4,84	4,88	5,03	4,92	4,74							4,85	12,3
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,25	2,04	2,22	2,16	2,15	2,47	2,30	2,18							2,22	5,6
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,43	0,41	0,46	0,44	0,42	0,46	0,47	0,47							0,45	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	0,0
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	12,61	12,25	13,17	13,23	13,30	13,25	13,58	13,28							13,15	33,2
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,96	0,79	0,95	0,96	1,01	1,08	1,07	1,08							0,99	2,5
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,98	0,97	1,00	0,95	0,97	1,00	1,02	1,04							0,99	2,5
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88							0,67	1,7
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,86	2,59	2,75	2,89	2,92	2,95	2,93	2,79							2,83	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	0,0
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01							0,01	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,21	0,18	0,20	0,19	0,19	0,19	0,20	0,29							0,21	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34							0,34	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40							0,40	1,0
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42							1,41	3,6
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85							1,83	4,6
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28							0,26	0,6
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01							1,76	4,5
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	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	35,76	36,27	32,05	36,80	36,80	39,35	39,34	39,67	40,53	40,93	40,29							39,56	100,0

Fonte: Abegás, agosto de 2011

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

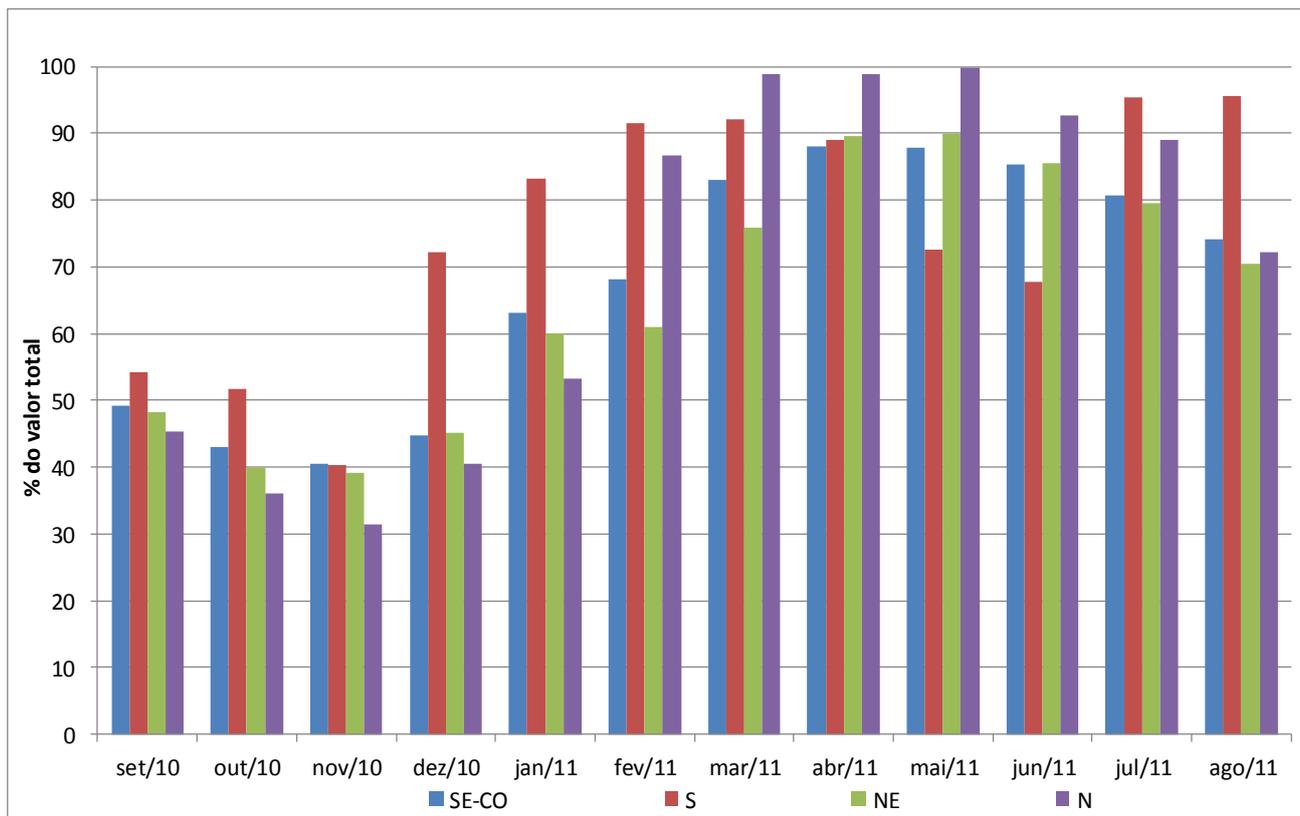
Semana	SE-CO	S	NE	N
25/06/2011 a 01/07/2011	28,22	28,22	28,22	28,22
02/07/2011 a 08/07/2011	27,49	27,49	27,49	27,49
09/07/2011 a 15/07/2011	17,27	17,27	16,90	16,90
16/07/2011 a 22/07/2011	20,72	20,72	20,72	20,72
23/07/2011 a 29/07/2011	19,33	19,33	19,41	19,41

Fonte: ONS, julho de 2011

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)

ENERGIA ARMAZENADA NO SIN (ÚLTIMOS 12 MESES)



COMENTÁRIOS

A média da geração termelétrica do mês de julho foi de cerca de 1.800 MW-med, ligeiramente inferior à do mês de junho. O Custo Marginal de Operação – CMO iniciou o mês em R\$ 28,22/MWh e fechou em menos de R\$ 20,00/MWh em todos os subsistemas. A queda no CMO entre o começo e o final de julho, superior a 31%, tem como principal razão o fato de as vazões observadas terem sido superiores aos valores previstos no início do mês. O período seco, que compreende os meses de maio a novembro, tem apresentado afluências maiores do que a média histórica no ano de 2011. Consequentemente, o preço da energia tem permanecido abaixo dos menores valores de CVU das UTEs a gás natural disponíveis para geração. Logo, mais uma vez, não houve geração por razões energéticas, situação que perdura desde março deste ano.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, as UTEs Norte Fluminense e Euzébio Rocha despacharam durante todo o mês de julho por inflexibilidade e para exportar energia para a Argentina. A UTE Governador Leonel Brizola despachou, pelos mesmos motivos, durante quase todo o mês, excetuando os 5 primeiros dias. Aureliano Chaves também despachou com a finalidade de exportar energia elétrica para a Argentina, mas somente entre os dias 6 e 9 de julho. A usina Barbosa Lima Sobrinho despachou por razões elétricas durante a maior parte do mês, tendo interrompido a geração somente na última semana operativa. Além dessas, ainda despacharam de forma esporádica as UTEs Luis Carlos Prestes e Fernando Gasparian. A média de julho para o subsistema foi de cerca de 925 MW-med.

No subsistema Nordeste, a maior parcela da geração foi oriunda da UTE Termopernambuco, que despachou durante todo o mês (com exceção do dia 1º). Nos primeiros dias, a declaração de inflexibilidade dessa usina foi inferior à média mensal, mas, a partir do dia 8, ficou constante em torno de 500 MW-med. As UTEs Rômulo Almeida, Celso Furtado e Jesus Soares Pereira despacharam durante todo o mês por razões de exportação, tendo essas duas últimas usinas gerado, também, por inflexibilidade e fora da ordem do mérito. Termofortaleza gerou fora da ordem do mérito do início do mês até o dia 19 e, em decorrência de sua saída, a média de geração da região Nordeste caiu nas últimas duas semanas. A semana que registrou maior geração foi a terceira, tendo superado média de 1.000 MW-med, e a média mensal da região foi superior a 870 MW-med. Por sua vez, a região Sul não registrou geração termelétrica em UTEs a gás natural.

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - JULHO DE 2011

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)					Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
Região	Contratos	Preço US\$/MMBtu			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
Nordeste	Gás Nacional	12,9840			21,4790	20,6410	20,1446
Sudeste	Gás Nacional	12,7427			19,9593	16,2309	15,3967
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	7,6962	1,7703	9,4665	19,9593	16,2309	15,3967
Sul	Gás Importado	7,6934	1,7691	9,4625	20,8293	18,6651	18,2453
Centro Oeste	Gás Importado	8,9398	1,7979	10,7377	21,1992	17,2680	16,5241
Fonte: MME/SPG/DGN, agosto de 2011.							
* Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central.							
* Os dados do preço ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nos dados disponibilizados em publicações específicas.							
* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de Julho/11 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 9,7% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras da região Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.							
Dólar de conversão R\$/US\$ (julho/11):					1,5639		

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PPT	3,71	4,21	3,86	4,25	4,56	4,63	4,71	4,85	4,85	4,87	4,90							4,77

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

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

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Gás russo na fronteira da Alemanha	7,86	12,68	8,55	7,94	8,87	8,82	8,80	9,68	9,67	9,65	10,81							9,47
NBP *	6,13	11,41	4,96	6,39	8,81	8,65	9,79	9,71	9,33	9,35	8,87							9,22
Henry Hub	6,98	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97	4,23	4,31	4,54	4,41							4,29
Petróleo Brent	12,92	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42	22,00	20,41	20,32	20,82							19,95
Petróleo WTI	12,87	17,74	10,99	14,14	15,93	15,96	18,35	19,58	18,03	17,14	17,33							17,47
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	72,53	97,01	61,50	79,48	96,54	103,76	114,60	123,49	114,55	114,04	116,88							111,98
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	72,26	99,58	61,68	79,37	89,38	89,57	102,99	109,89	101,22	96,21	97,26							98,07

Fontes:

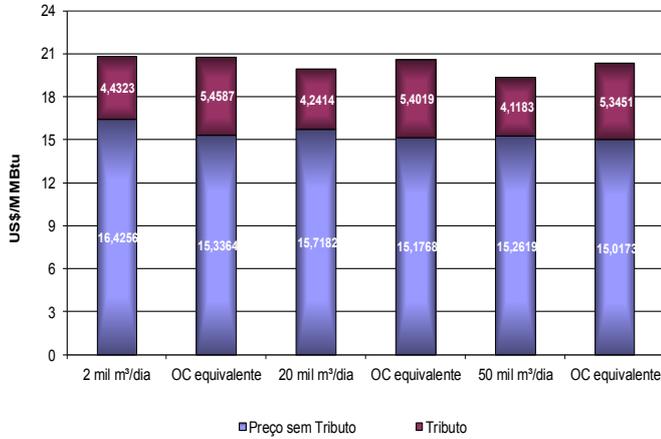
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, www.indexmundi.com (FMI), agosto de 2011.

Preço do Petróleo: Petrobras, agosto de 2011.

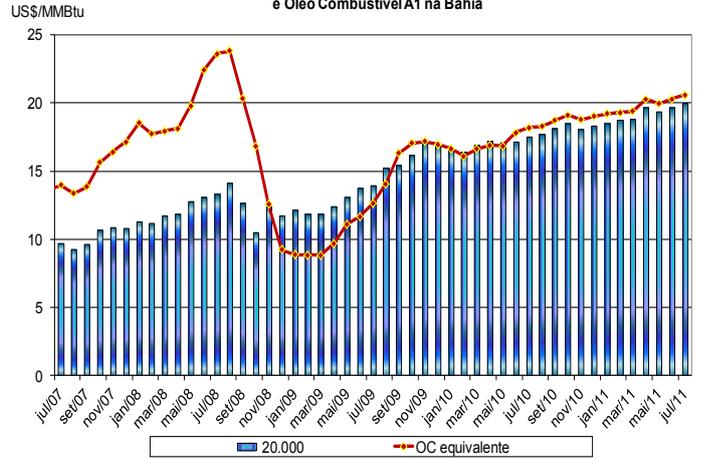
* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

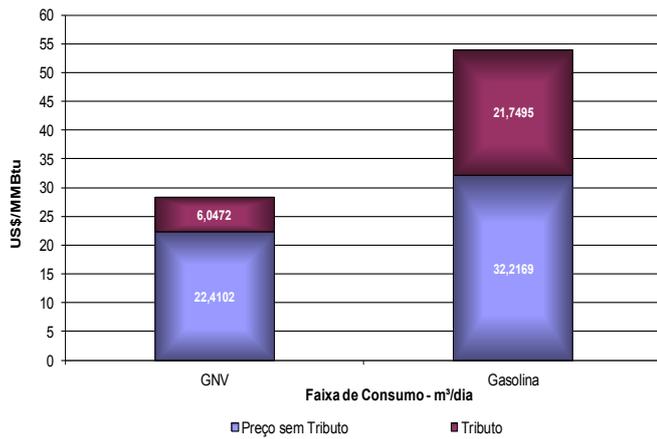
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
JULHO DE 2011



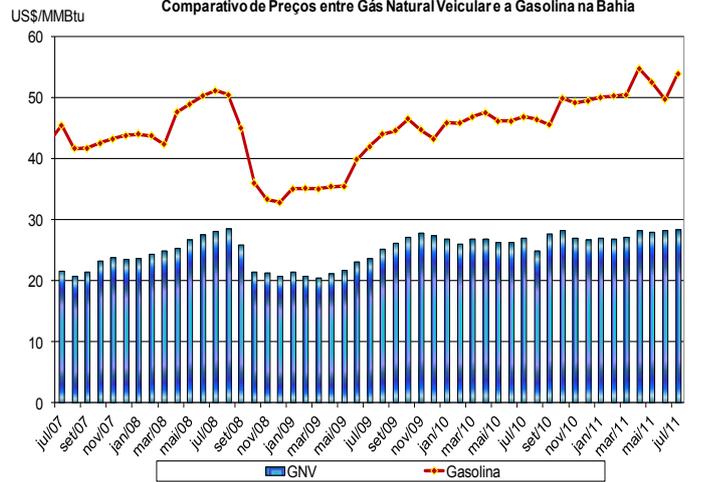
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



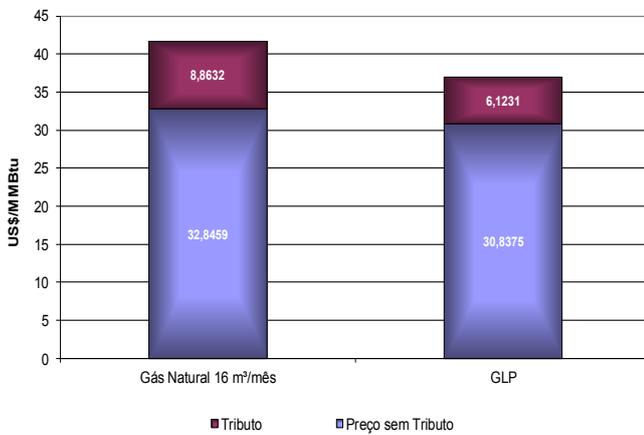
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
JULHO DE 2011



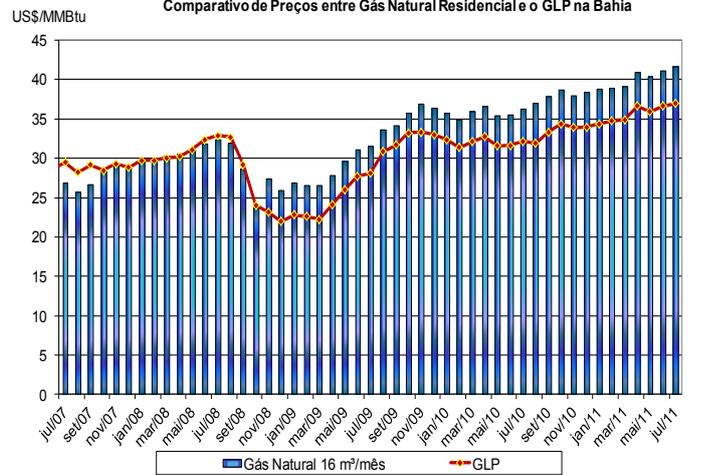
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



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



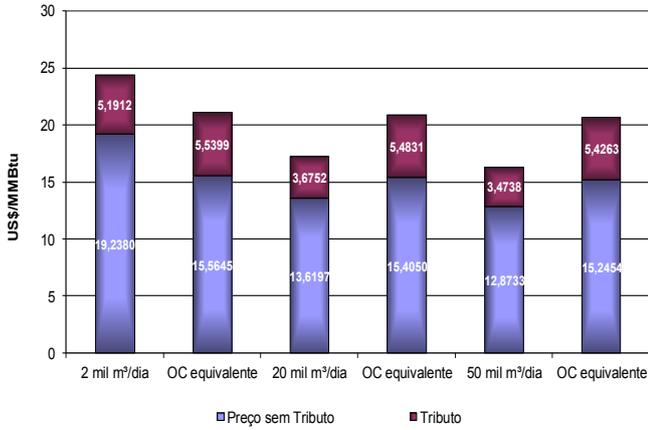
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



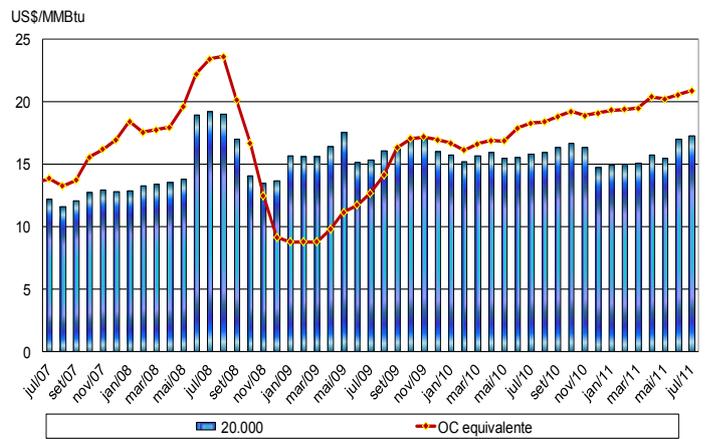
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

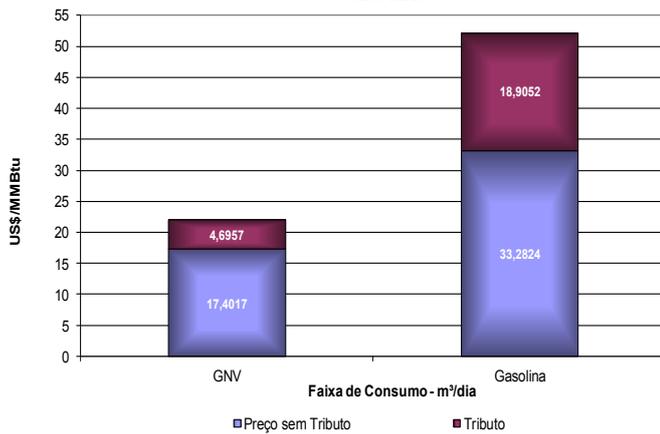
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
JULHO DE 2011



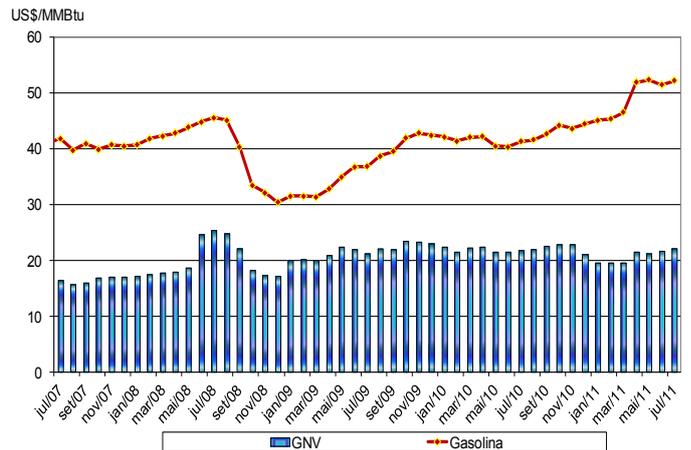
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



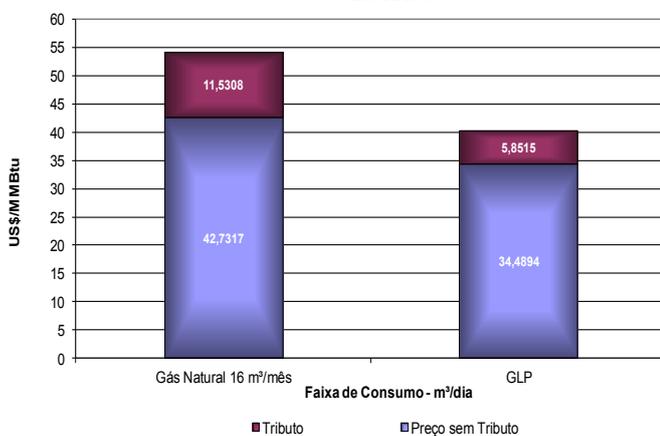
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
JULHO DE 2011



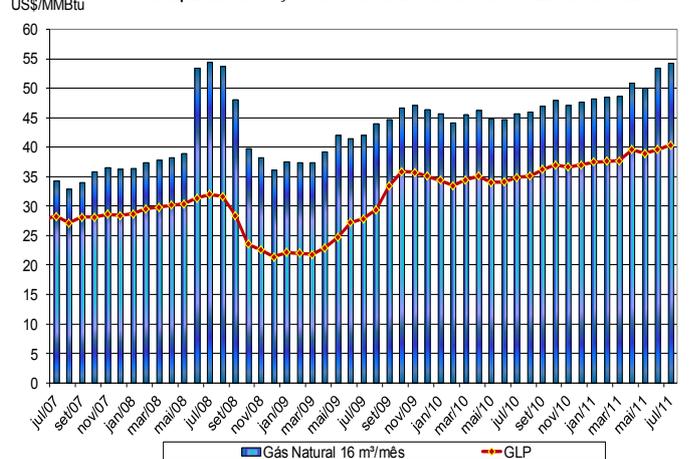
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



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



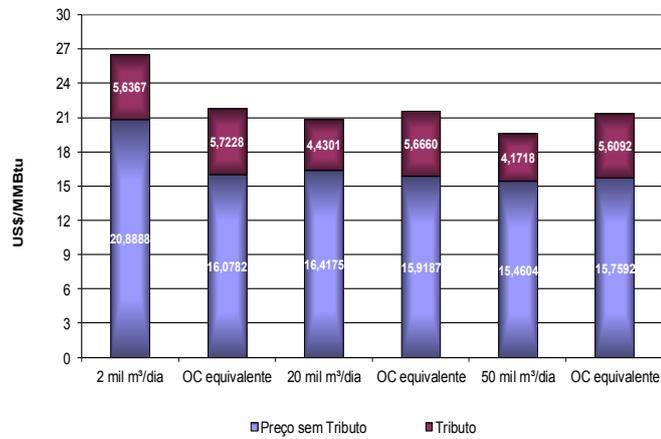
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



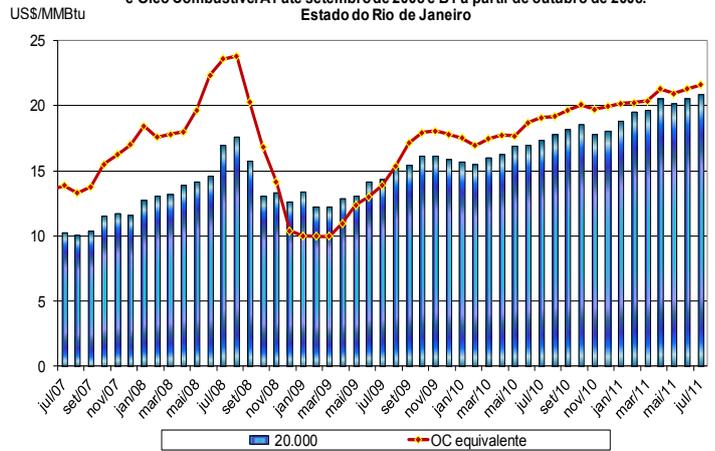
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

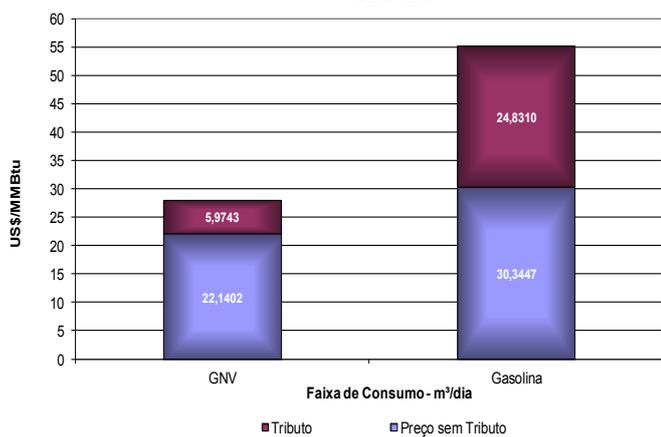
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
JULHO DE 2011



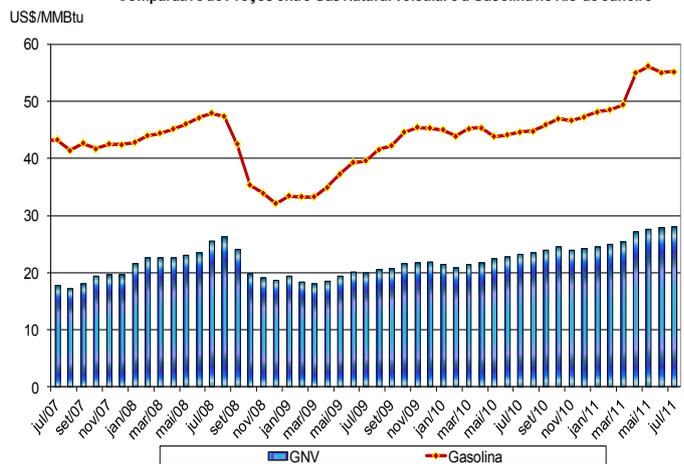
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



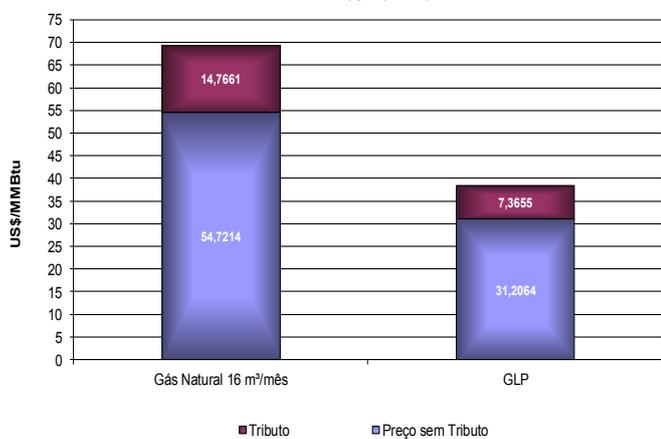
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
JULHO DE 2011



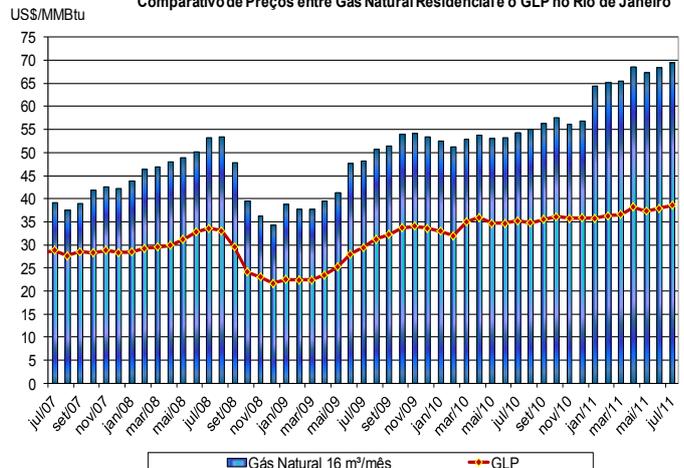
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro



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



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						43,88	
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01	0,05	0,01	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						0,22	0,5
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						0,79	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						0,48	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						1,09	2,5
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,08	38,96	36,30	43,73	41,83	37,36	39,58	45,17	44,98						41,28	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						7,77	17,7
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	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						0,10	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						1,37	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						3,97	9,1
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	0,6
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00	1,76	1,94	1,91	1,89	2,01						1,90	4,3
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68	36,51	35,20	30,06	31,29	36,62	36,27						33,52	76,4
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65						26,47	60,3
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65						26,47	60,3
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	0,0
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	0,0
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00	7,11	7,33	6,73	7,37	7,15	7,61						7,04	16,1

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

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

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
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
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
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							123,42
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37	27,12	25,87	30,26	30,68	31,61							28,65
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97	14,07	13,90	10,09	11,53	11,75							12,55
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51	69,29	69,05	68,08	69,53	70,68							69,36
Noroeste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24	12,97	12,72	11,98	13,12	13,16							12,86
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80	3,39	3,38	3,80	2,86	2,46							3,28
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	3,13	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65							4,98
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	4,44	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43							2,37
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							12,11
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	104,53	98,74	99,59	98,22	99,33	102,93	105,28							100,68
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	5,04	10,05	11,01	12,42	12,62	11,58	18,63	24,39							15,11
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16							6,98
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23							8,13
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	103,68	113,26	108,74	111,03	109,85	110,25	121,16	129,27							115,05
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	9,66	11,54	13,08	18,74	36,74	55,15							24,15
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,55	2,67	2,84	3,54	5,50	7,57							4,11
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	6,67	7,12	7,22	7,37	7,08	7,63							7,18
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	48,19	46,51	42,07	36,35	24,07	19,55							36,12
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	35,22	36,32	37,43	36,52	35,81	29,10							35,07
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27							8,42
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	1,19	1,03	0,98	0,91	0,63	0,39	0,39							0,72
Brasil	0,34	0,19	0,03	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							0,46
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31	0,21	0,29	0,34	0,20	0,21							0,26

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):

Gás Argentino: 9.300 kcal/m³

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

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							0,27
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23							0,27
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23							0,27
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,18	0,21	0,31	0,20	0,30	0,33	0,21	0,25							0,27
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).

⇒ Resolução da ANP

- 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 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 51, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382/2010;
- Resolução 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 proposição de gasodutos de transporte por terceiros;
- Procedimentos para o fornecimento de informações para o planejamento da expansão da malha;
- Procedimentos para obtenção de autorizações para importação e exportação de gás natural;
- Diretrizes para o processo licitatório de gasodutos de transporte.

Fonte: Departamento de Gás Natural/MME, agosto/2011.

PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO - PAC

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (polegadas)	Capacidade (MM m ³ /dia)	Km Enterrado	Licenças e Autorizações a Receber	Início da Construção e Montagem	Início de Operação
Malha Sudeste			98,0			98,0			
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	60,0	AO	mai-10	set-11
GASAN II	Cubaão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	38,0	AO	jun-10	set-11

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

LO: Licença de Operação

AO: Autorização de Operação

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

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

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

Fontes:

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

Sala de Monitoramento MME/DGN, julho de 2011.

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

Nos meses de agosto e setembro de 2011, foram emitidas as licenças abaixo relacionadas para os empreendimentos referentes à área de gás natural:

29/08/2011 - Emitida, pelo IBAMA, a Licença de Operação (LO) para o Teste de Longa Duração (TLD) na área do Pré-Sal nos blocos de Carioca NE, localizados na Bacia de Santos;

08/09/2011 – Emitida, pela CETESB, a Licença de Operação (LO) para o gasoduto GASAN II;

09/09/2011 – Emitida, pelo IBAMA, a Licença Prévia (LP) para a Perfuração Marítima - Blocos BFZA-2, 4, 5 e 6, localizados na Bacia de Foz do Amazonas.

Destaca-se ainda para o mês de agosto a chegada da Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência (em inglês *Floating Production Storage and Offloading—FPSO*) Anchieta em Cingapura, para iniciar as obras de modernização. Este FPSO será utilizado no campo de Baleia Azul – Piloto do Pré-sal.

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

Gasoduto GASPAL II

- Aguardando a emissão da Autorização de Operação, prevista para 30 de setembro de 2011.

Gasoduto GASAN II

- Aguardando a emissão da Autorização de Operação, prevista para 30 de setembro de 2011.

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

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	3.366	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, agosto de 2011.

INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

GASODUTO DE TRANSPORTE EXISTENTE NO BRASIL

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm ³ /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 NORDESTÃO I	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
GASVOL	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASPAL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	EsVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
GASAN	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASVIT	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASBEL	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
GASFOR I	Urucu (AM)	Coari (AM)	278,0	18	4,1	1998
GASALP	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
CANDEIAS x DOW	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal Aracat	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal UTE-Pernambuco	Aracat (CE)	Aracat (CE)	7,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
Açu - Serra do Mel	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Atalaia - Itaporanga	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Carmópolis - Pilar	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
Cacimbas - Vitória	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Japeri - Reduc	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Gasoduto Coari - Manaus	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Ramal Terminal Ubu	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
GASDUC III	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
Cacimbas - Catu	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
GASBEL II	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
Pilar - Ipojuca	Volta Redonda (SP)	Betim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Caraguatatuba - Taubaté	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
TOTAL - TRANSPETRO	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15	2011
			6.481,0			
Transportadora - TBG⁽²⁾						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Biguaçu - Siderópolis	Araucária (PR)	Biguaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Biguaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
TOTAL - TBG	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
			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
			50,0			
Transportadora Gás Ocidente⁽⁴⁾						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
TOTAL BRASIL			9.391,2			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

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

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

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

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

GASODUTOS NO EXTERIOR - EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

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

(1) TBG - dez/05

(2) www.gasorienteboliviano.com

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

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás TransBolívia S.A.

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

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL, TERMINAL DE GNL EXISTENTE E EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			80.896,0
REGIÃO SUDESTE / SUL			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	2.800,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	580,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	4.500,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	4.500,0
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)	2009	4.860,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2004	1.500,0
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0
UPGN II - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UPGN III - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UAPO - Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0
UPGN-UEG	Araucária (PR)	FO*	2.200,0
Total Sudeste / Sul			46.690,0
REGIÃO NORDESTE			
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.900,0
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	1.500,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
Total Nordeste			24.500,0
REGIÃO NORTE			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	706,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
Total Norte			9.706,0

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

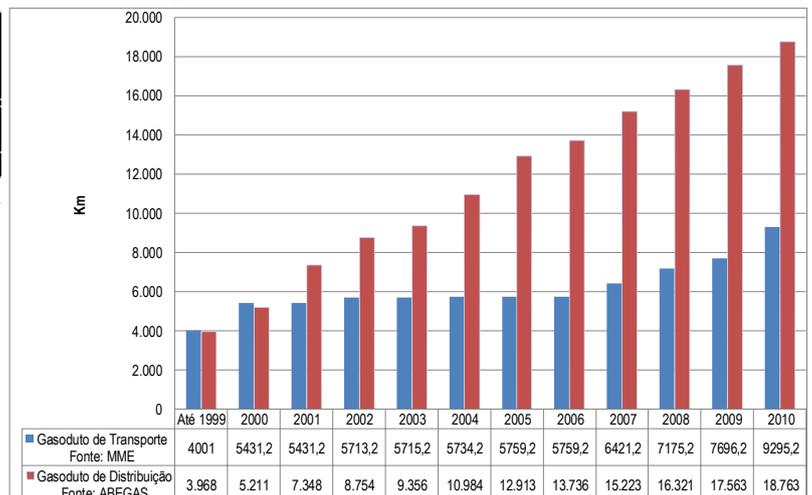
* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

TERMINAL DE GNL EXISTENTE

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, agosto de 2011

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	Termo de Compromisso (até jun/2012)	Custo Variável (R\$/MWh)		
						Leilão	TC	Teste
Aureliano Chaves (Ex-Ibitiré)	cc	226	4,38	MG	212	-	188,89	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletróbot)	ca	379	5,86	RJ	325	164,37	250,87	149,67
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	6,27	-	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	200,07	222,22	-
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	-	182,56	-
Piratininga 1 e 2 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	-	470,34	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	260	182,56	-	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	128,42	214,48	147,56
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	-	150,00	-
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	133,88	-	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	106,42	292,49	140,34
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	291,46	253,83	-
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	-	5.549	-	-	4.450	-	-	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	153	-	385,22	-
Uruguaiana ⁽³⁾	cc	640	4,37	RS	-	141,18	-	-
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	-	215,00	-
TOTAL Sul	-	1.285	-	-	611	-	-	-
Camacari	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	185,73	492,29	-
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	-	82,34	-
Termopembuco	cc	533	4,02	PE	494	-	70,16	-
TOTAL Nordeste	-	2.160	-	-	1.598	-	-	-
TOTAL GERAL	-	8.994	-	-	6.659	-	-	-
UTEs em Fechamento de Ciclo ⁽⁴⁾								
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência			
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	160	4,57	MS	ago/11			
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	jan/12			
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	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	jun/12			
Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência			
Cacimbaes ⁽⁶⁾	cc	127	4,89	ES	jan/13			
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	jan/13			
MC2 Joinville ⁽⁶⁾	Motor	330	4,22	ES	dez/12			
MC2 João Neiva ⁽⁶⁾	Motor	330	4,22	ES	dez/12			

UTEs do Sistema Manaus					
Usina	Tipos de Máquinas	Potência ⁽⁷⁾ (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

Fontes: ANEEL/Petrobras, agosto de 2011.
ONS, Fax-preço semana operativa 30/07/2011 a 05/08/2011
DMS/SEE/MME, agosto de 2011.

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

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 do Termo de Compromisso;
- (3) UTE Uruguaiana indisponível por falta de gás natural;
- (4) Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.
- (5) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17/09/2008
- (6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-5, de 30/09/2008
- (7) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural. A operação comercial utilizando esse combustível está prevista para dezembro/2011.

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 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.
- O cálculo da competitividade do gás natural em julho de 2011 não levou em conta o desconto provisório de aproximadamente 9,7% aplicado pela Petrobras aos preços contratuais do gás nacional na Bahia e no Rio de Janeiro.

Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

Gás Natural:
9.400 kcal/m³

GLP:
11.750 kcal/kg