

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUE PRINCIPAL

- ⇒ **Comentários sobre o ano de 2011:** Análise do ano para a indústria de gás natural sob os aspectos do mercado, infraestrutura e regulamentação do setor. (pag. 25 e 26)

DESTAQUES DE DEZEMBRO DE 2011

- ⇒ **Produção de gás natural:** Produção média nacional no mês de dezembro supera 70 MM m³/d. (pag. 04)
Neste Boletim, detalhes sobre a infraestrutura de produção da Região Norte (pag. 04)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Redução de 11% queima de gás natural, influenciada principalmente pelo término do Teste de Longa Duração (TLD) na área Lula Nordeste (pag. 05)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Consumos industrial e termelétrico caem em relação ao mês anterior (pags. 08 e 10)
- ⇒ **PAC:** Publicada a declaração de comercialidade dos campos de Baúna e Piracaba (antigos Tiro e Sidon). (pags. 19 e 21)

SUMÁRIO

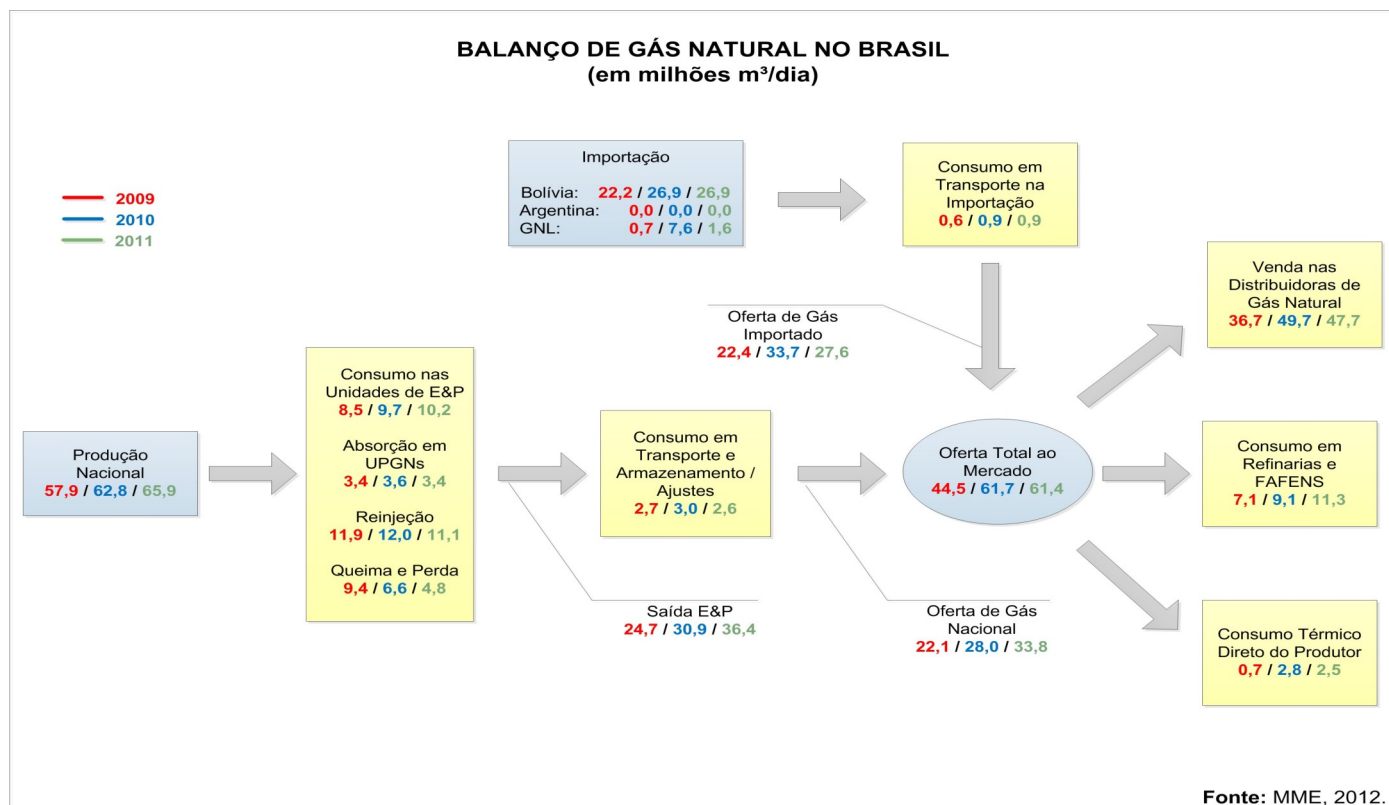
<i>Balanco de Gás Natural no Brasil.....</i>	2
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural.....</i>	3
<i>Importação de Gás Natural.....</i>	6
<i>Oferta Interna Disponibilizada</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural.....</i>	8
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural.....</i>	10
<i>Preços e Competitividade.....</i>	12
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina e Uruguai.....</i>	16
<i>Legislação do Setor</i>	18
<i>Programa de Aceleração do Crescimento - PAC.....</i>	19
ANEXOS	
<i>Reservas Nacionais de Gás Natural.....</i>	20
<i>Infraestrutura de Transporte de Gás Natural.....</i>	21
<i>Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL existentes e evolução da Malha de Gás Natural.....</i>	22
<i>Parque Térmico a Gás Natural.....</i>	23
<i>Notas Metodológicas.....</i>	24
<i>Comentários sobre o ano de 2011</i>	25

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	66,52	65,26	66,26	67,87	71,36	65,93
Reinjeção	9,57	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
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	4,54	5,44	5,83	5,74	5,10	4,81
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	10,40	10,02	9,85	10,50	10,43	10,15
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	3,20	1,21	3,27	2,51	2,91	3,51	2,44	2,77	2,87	2,93	2,64
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	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
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	34,23	34,60	34,71	35,77	39,10	33,83
IMPORTAÇÃO	28,30	30,92	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
Bolívia	27,84	30,54	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
Argentina	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	1,82	1,38	3,00	2,35	1,34	1,64
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	1,18	1,09	1,02	1,03	0,62	0,93
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	29,75	28,91	29,88	28,97	23,55	27,57
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	63,98	63,51	64,59	64,74	62,65	61,40
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	48,93	48,23	49,89	50,15	48,62	47,67
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	12,00	12,27	12,01	11,90	11,91	11,28
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	3,05	3,02	2,68	2,69	2,12	2,46
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%	53,5%	54,5%	53,7%	55,3%	62,4%	55,1%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, dezembro 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, Breno Peixoto Cortez, Juliano Vilela Borges dos Santos, Matheus Batista Bodnar, André Barros Martins e Fernando Massaharu Matsumoto.

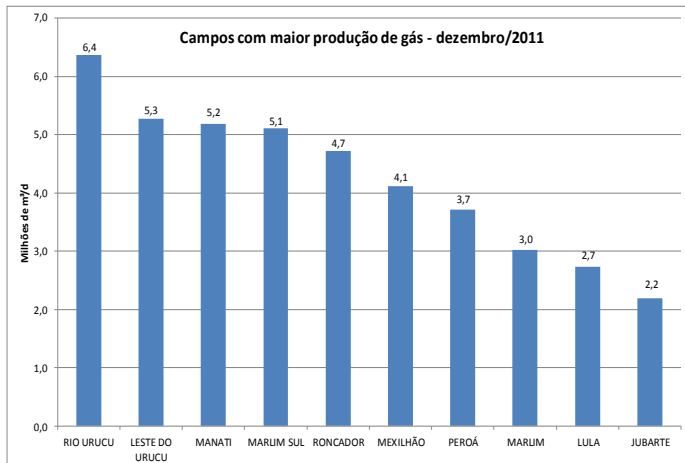
PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

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	16,90	17,00	16,76	16,28	16,98	16,84
Mar		32,51	41,97	41,35	46,33	49,57	46,04	45,02	45,68	49,42	50,04	49,90	49,62	48,26	49,50	51,59	54,38	49,08
Gás Associado		37,02	39,77	46,50	47,12	50,01	48,75	47,67	48,67	49,06	49,73	48,64	48,58	47,72	46,84	47,88	49,49	48,59
Gás Não Associado		12,72	19,39	11,41	15,72	16,24	14,06	13,76	13,88	17,60	17,54	18,24	17,94	17,54	19,42	19,99	21,87	17,34
TOTAL		49,73	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
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011											Média 2011	
AM	Subtotal	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80	11,57	11,78	11,51	11,07	11,63	11,40
	Terra	9,72	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
	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
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,43	10,72	11,09	10,65	11,26	11,41	11,71	11,72	11,52	11,71	11,44	10,99	11,56	11,31
	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	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09
CE	Subtotal	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	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
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	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	0,10	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
RN	Subtotal	2,96	2,54	2,09	1,89	1,87	1,89	1,85	1,92	1,83	1,83	1,86	1,82	1,74	1,70	1,33	1,24	1,74
	Terra	0,86	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
	Mar	2,10	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
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,24	1,48	1,27	1,32	1,31	1,24	1,28	1,31	1,30	1,25	1,25	1,05	1,06	1,26
	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	0,52	0,49	0,45	0,28	0,18	0,48
AL	Subtotal	2,48	2,23	2,03	1,84	1,64	1,44	1,44	1,55	1,62	1,56	1,46	1,52	1,53	1,54	1,51	1,71	1,54
	Terra	2,10	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
	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	0,28	0,26	0,26	0,27	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	0,57	0,57	0,55	0,51	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	0,95	0,97	0,96	1,20	0,98
SE	Subtotal	1,50	2,35	2,62	3,02	3,39	3,52	2,99	3,15	3,39	3,13	2,98	3,19	2,33	2,43	2,82	2,92	3,02
	Terra	0,26	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
	Mar	1,24	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
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,61	3,00	3,13	2,68	2,80	2,99	2,75	2,58	2,81	1,94	2,05	2,43	2,57	2,64
	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	0,38	0,38	0,38	0,35	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	6,86	6,73	6,56	7,70	7,87	7,01
	Terra	4,06	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
	Mar	3,18	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
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,63	1,72	1,68	1,72	1,61	1,66	1,53	1,46	1,50	1,45	1,35	1,28	1,31	1,52
	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	5,35	5,29	5,21	6,41	6,55	5,49
ES	Subtotal	2,64	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
	Terra	0,23	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
	Mar	2,41	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
	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	5,39	5,52	5,36	5,50	5,37
	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	7,39	6,65	6,38	5,06	6,93	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	25,39	25,27	25,36	26,74	27,50	25,71
	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
	Mar	21,99	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
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,68	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,31	25,18	24,14	25,43	26,20	25,38
	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	0,08	0,09	1,22	1,31	1,30	0,33
SP	Subtotal	0,89	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
	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
	Mar	0,89	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
	Gás Associado	0,00	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
	Gás Não Associado	0,89	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
PR	Subtotal	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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
	Mar	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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
Total Brasil		49,73	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

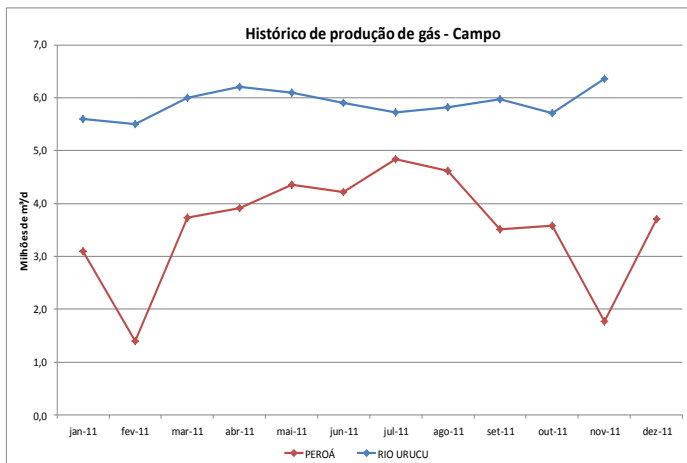
Fonte: ANP, janeiro de 2012

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de novembro, a produção nacional de gás natural aumentou 5,1% atingindo 71,36 milhões de metros cúbicos por dia, maior média mensal histórica. O aumento na produção foi influenciado pelos campos de Peroá (localizado no Estado do Espírito Santo) e Rio Urucu (localizado no Estado do Amazonas).

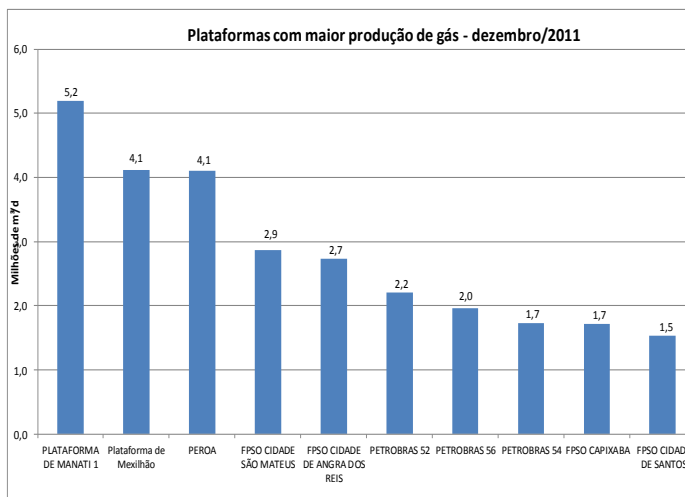


Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 59,4% da produção nacional.

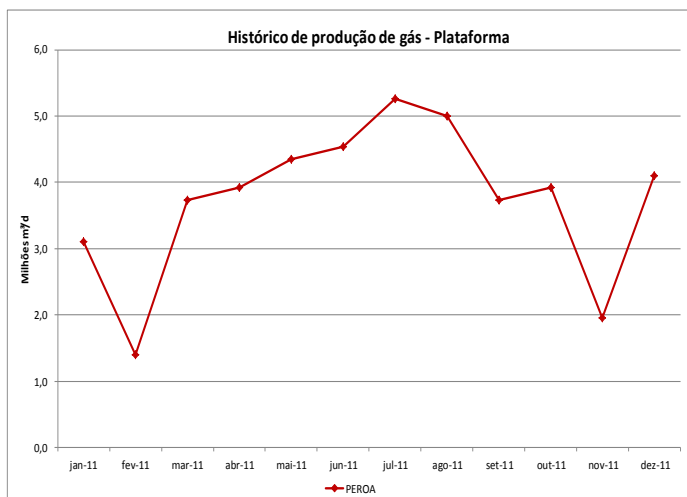


Os campos de maior influência no aumento da produção nacional foram Peroá (localizado no Espírito Santo) e Rio Urucu (localizado no Amazonas).

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 39,5% da produção nacional de gás. A plataforma de maior influência no aumento de produção foi Peroá, que retornou ao nível de produção verificado entre os meses de março e outubro.



Em dezembro a produção da plataforma de Peroá se deu em 4 poços, sendo que em relação ao mês passado a produção destes cresceu substancialmente, com destaque para o poço 7PER2ESS cuja produção aumentou de 0,9 para 1,9 milhão de m³/d.

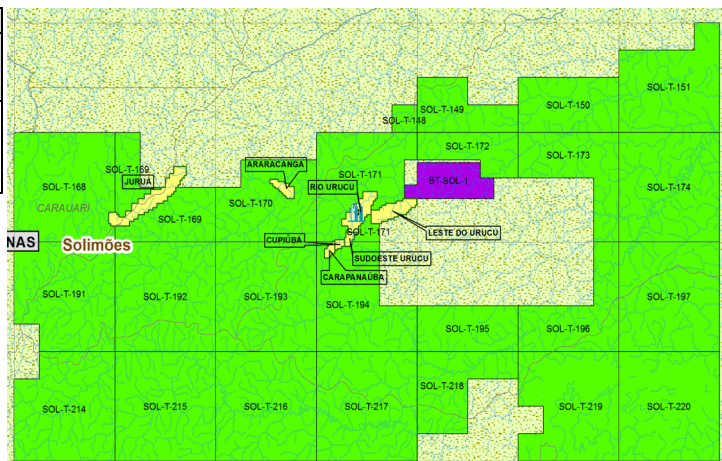
INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (BACIA DO SOLIMÕES)

Esta edição do boletim apresenta informações a respeito da infraestrutura de produção da Bacia do Solimões. No mês de dezembro, a produção da Bacia do Solimões foi de 11,6 milhões de m³/d, o que representa 16,3% da produção nacional, sendo esta realizada por 3 (três) campos: Rio Urucu (maior campo produtor de gás natural do País), Leste do Urucu (segundo maior campo produtor de gás natural do País) e Sudoeste Urucu.

Campos	Produção de gás (Mm³/d)	Queima de gás (M m³/d)	Queima de gás (%)	UPGN	Capacidade UPGN (M m³/d)
LESTE DO URUCU	5.269,6	243,0	4,6%	URUCU	9.706,0
RIO URUCU	6.360,0	293,3	4,6%		
SUDOESTE URUCU	4,1	0,2	4,6%		
SOMA	11.633,7	536,5	4,6%		

A tabela acima apresenta a produção e a queima de gás natural dos campos que atualmente estão produzindo na Bacia do Solimões e a figura ao lado esquematiza a região da Bacia do Solimões onde são encontrados esses três campos. A cor verde representa blocos exploratórios concedidos na 7ª rodada, a cor roxa blocos da 4ª rodada e a cor amarela os campos.

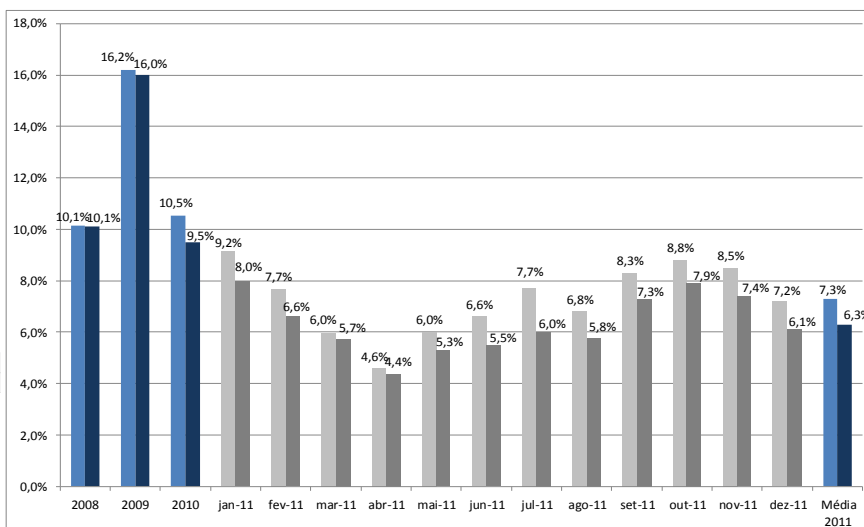
No mês de dezembro, do total de gás produzido na Bacia, cerca de 58% foi reinjetado, 22% consumido pelo segmento térmico em Manaus, 6% absorvido no processamento, 5% queimado, 5% consumido nas operações da Bacia e 2% disponibilizado à Reman.



QUEIMA DE GÁS NATURAL

QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO

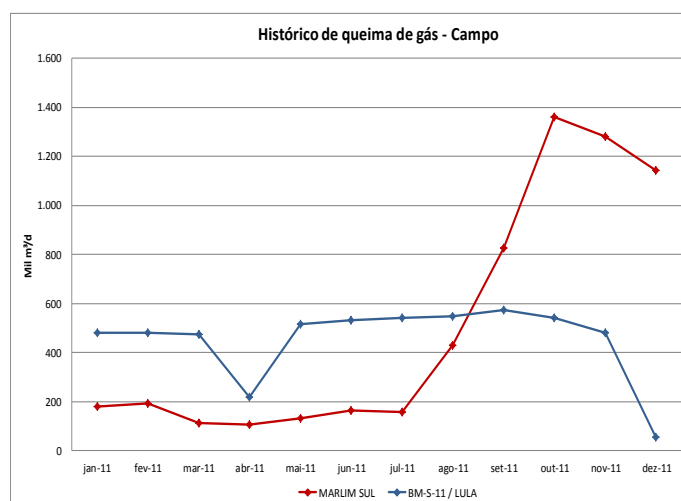
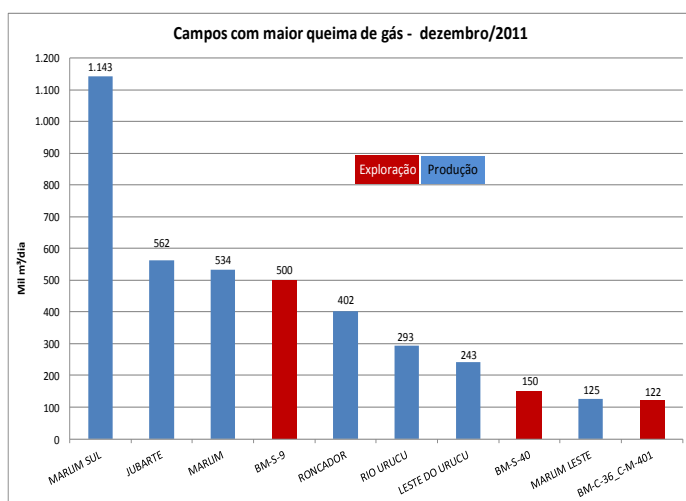
■ Fases de exploração e produção
■ Somente fase de produção



Em relação ao mês de novembro, a queima de gás natural caiu 0,63 milhão de m³/dia, sendo o Estado do Rio de Janeiro o de maior influência na redução.

A queima de gás natural no ano de 2009 foi de 9,4 milhões de m³/d, sendo este volume médio diário reduzido para 6,4 no ano de 2010 (queda de 29%) e para 4,8 no ano de 2011 (queda de 27%)

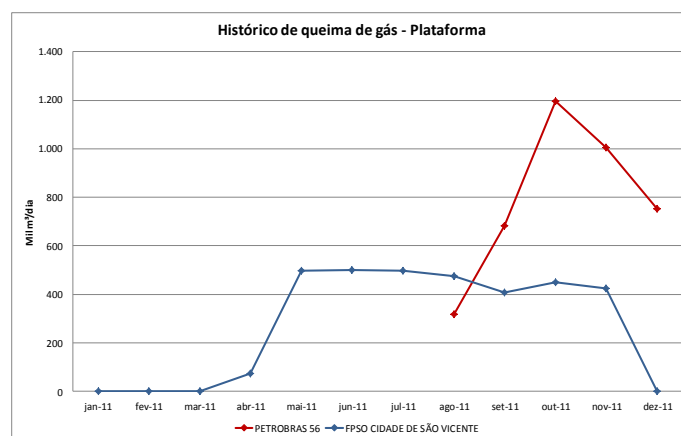
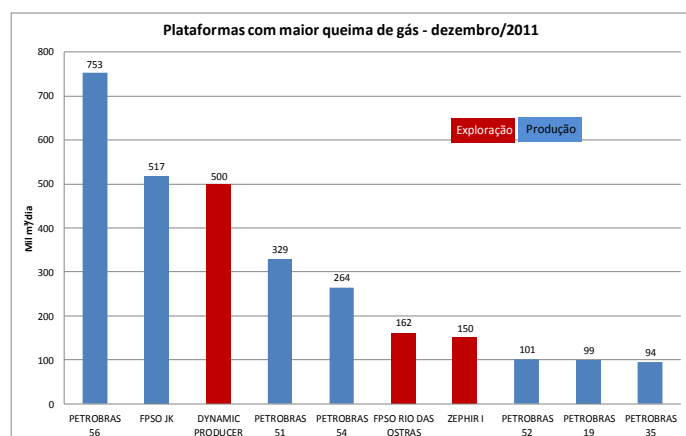
CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS



As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 80% da queima de gás no País. Os campos de maior influência na redução da queima de gás foram Lula e Marlim Sul (localizados no Rio de Janeiro).

O gráfico acima apresenta o histórico de queima de gás nos campos de maior influência na redução no mês de dezembro, quando comparado ao mês de novembro. Destaca-se que em relação ao campo de Marlim Sul, o aumento da queima de gás verificado a partir de julho/2011 está atrelado à entrada em operação da plataforma P-56, e a queda, verificada a partir de outubro/2011, ao aproveitamento do gás produzido pela citada plataforma.

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 58% da queima de gás no País. As plataformas de maior influência na redução da queima de gás foram a P-56 (localizada no campo de Marlim Sul) e o FPSO São Vicente (localizada no campo de Lula).

O gráfico acima apresenta histórico de queima de gás das plataformas de maior influência na redução da queima. Na P-56 a queda é atribuída ao maior aproveitamento do gás natural produzido, sendo verificada redução do percentual da queima de gás em relação à produção, que caiu de 72% para 38%, e no FPSO São Vicente a queda deve-se ao término do TLD na área Lula Nordeste.

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção ANP.

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	29,11	28,62	27,90	27,65	22,83	26,86	
		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	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	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	29,11	28,62	27,90	27,65	22,83	26,86	
Argentina	Sulgas (TSB)		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	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	1,82	1,38	3,00	2,35	1,34	1,64	
Terminal GNL de Pecém *			0,00	0,00	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	
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	1,46	0,18	0,89	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	30,93	30,00	30,90	30,00	24,17	28,50	
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	1,18	1,09	1,02	1,03	0,62	0,93	
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	29,75	28,91	29,88	28,97	23,55	27,57	

Fontes: ANP e TBG, janeiro de 2012

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

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

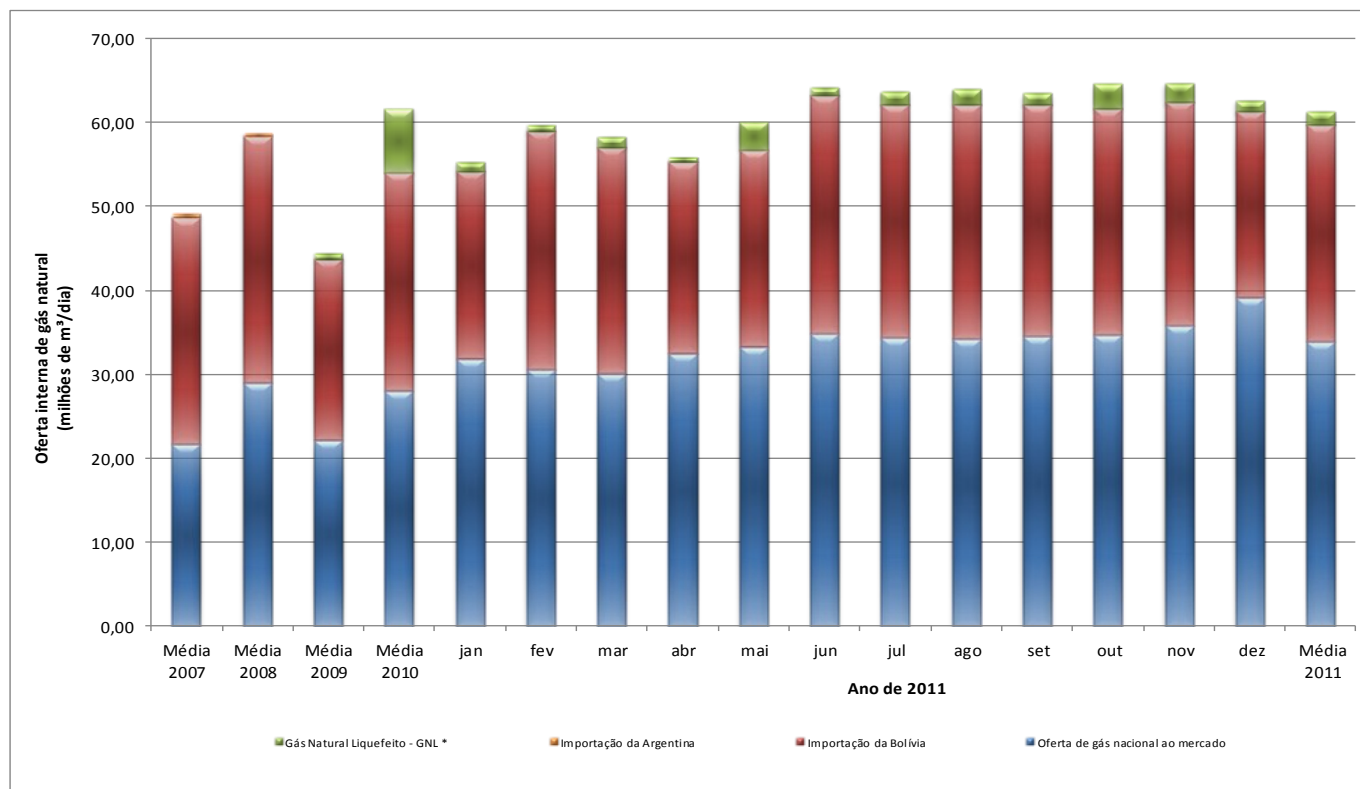
IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regas* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
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

Fonte: Aliceweb - MDIC, janeiro de 2012.

* 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 média da produção nacional de gás natural chegou a 71,36 milhões de m³/dia no mês de dezembro, maior valor registrado em 2011, representando aumento de 3,49 milhões de m³/dia em relação ao mês anterior. Como se manteve estável o somatório dos volumes reinjetado, queimado e consumido em processo, a oferta líquida de gás nacional ao mercado subiu proporcionalmente, e chegou a 39,10 milhões de m³/dia, frente aos 35,77 milhões de m³/dia do mês anterior. O aumento da produção de gás nacional está relacionado principalmente ao retorno dos campos de Peroá, no Espírito Santo, e ao aumento Rio Uruçu, no Amazonas, este último o maior campo de produção de gás do País.

Uma vez que a média da produção nacional atingiu seu maior valor histórico, houve na oferta de gás natural importado em dezembro. A comparação com o mês anterior aponta que a média de importação pelo gasoduto Brasil-Bolívia - GASBOL caiu de 27,65 para 22,83 milhões de m³/dia, o menor valor do ano. Já a regaseificação de gás natural liquefeito caiu 1,01 milhão de m³/dia, o que representou recuo de 43% em relação a novembro.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

O consumo de gás natural no mês de dezembro ficou em 62,65 milhões de m³/dia, representando queda de 2,09 milhões de m³/dia em relação à média de novembro. A diminuição do consumo foi observada sobretudo no segmento industrial, que caiu de 41,11 milhões de m³/dia no mês anterior para 39,05 milhões de m³/dia em dezembro. Também registrou queda o consumo termelétrico (-0,51 milhão de m³/dia), ao passo que o dos demais segmentos permaneceu estável.

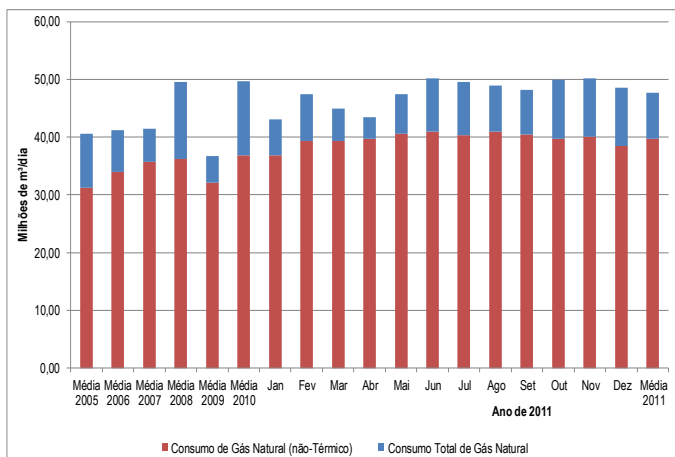
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	32,24	33,40	28,96	35,41	36,80	39,05	39,63	38,98	40,76	41,04	40,52	41,98	41,97	40,61	41,11	39,05	40,12	65,3
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28	5,28	5,43	5,43	5,27	5,42	5,46	5,51	5,47	5,76	5,40	8,8
Residencial	0,66	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	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	0,69	0,73	0,70	0,65	0,76	0,68	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	11,07	10,85	12,85	12,76	12,25	10,42	17,0
Co-geração	1,92	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	4,9
Matéria-prima	-	-	-	-	0,70	0,60	0,77	0,59	0,81	0,75	0,82	0,69	0,49	0,87	0,82	0,78	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	0,29	0,24	0,21	0,19	0,19	0,17	0,3
TOTAL	49,08	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	100,0
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,51	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	
TOTAL GERAL	62,16	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	

* Inclui consumo direto do produtor

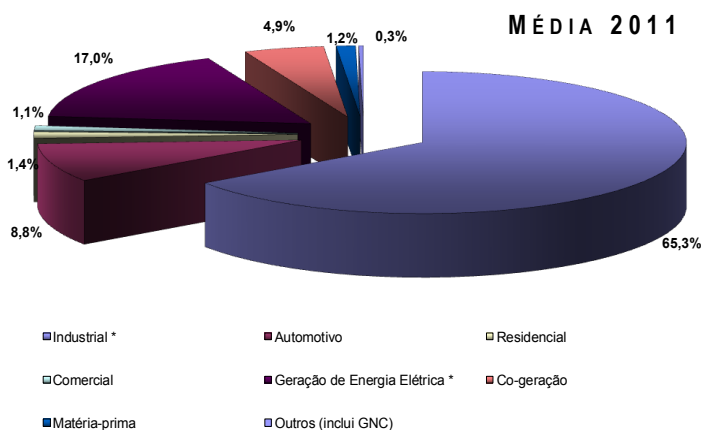
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, janeiro de 2012

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	0,48	0,45	0,49	0,50	0,48	0,44	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	3,71	3,53	3,77	3,95	3,95	3,84	8,1
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	2,94	2,99	2,79	2,67	2,80	2,91	6,1
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	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	6,35	6,07	6,01	5,95	5,99	6,63	13,9
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	5,04	4,58	5,23	5,20	5,44	4,32	9,1
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	1,38	0,41	0,46	0,44	0,42	1,21	1,32	1,38	0,48	0,86	2,01	2,01	1,90	1,08	2,3
Cigás (AM)	0,00	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	3,7
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	13,45	12,40	14,08	13,49	13,49	13,26	13,59	13,30	13,38	13,48	13,33	13,26	12,00	13,25	27,8
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	1,70	1,29	0,95	0,96	1,01	1,09	1,07	1,08	1,08	1,07	1,06	1,02	0,92	1,05	2,2
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	2,34	1,59	1,24	1,67	1,04	3,11	3,05	3,13	2,37	2,09	2,94	3,10	3,00	2,36	5,0
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	0,90	0,93	0,86	0,96	1,01	0,78	1,6
Gasmig (MG)	1,74	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	6,1
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	0,0
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	0,01	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	0,31	0,26	0,24	0,26	0,25	0,24	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	0,35	0,36	0,35	0,37	0,35	0,35	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	0,38	0,38	0,38	0,39	0,35	0,39	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	1,49	1,44	1,50	1,51	1,41	1,44	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	1,89	1,86	1,88	1,87	1,72	1,83	3,8
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,25	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	1,95	1,95	1,72	1,80	1,77	1,80	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	0,00	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	48,93	48,23	49,89	50,15	48,62	47,67	100,0

Fonte: Abegás, janeiro de 2012

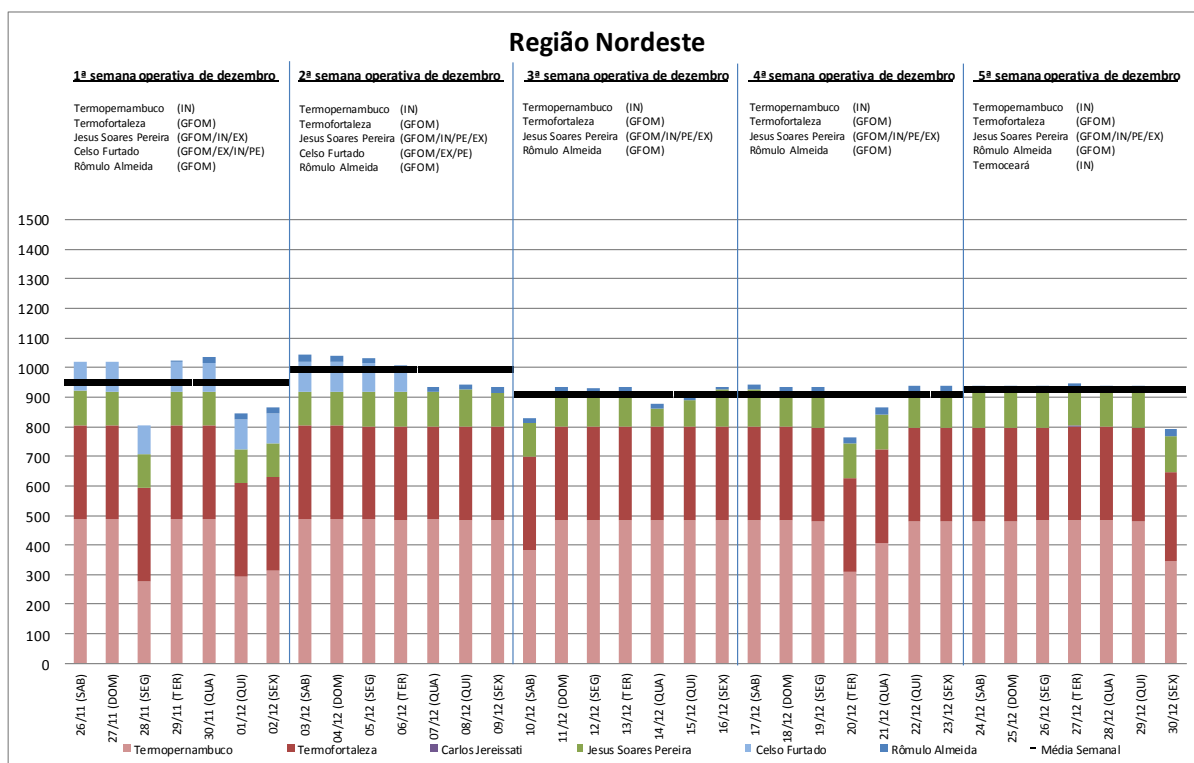
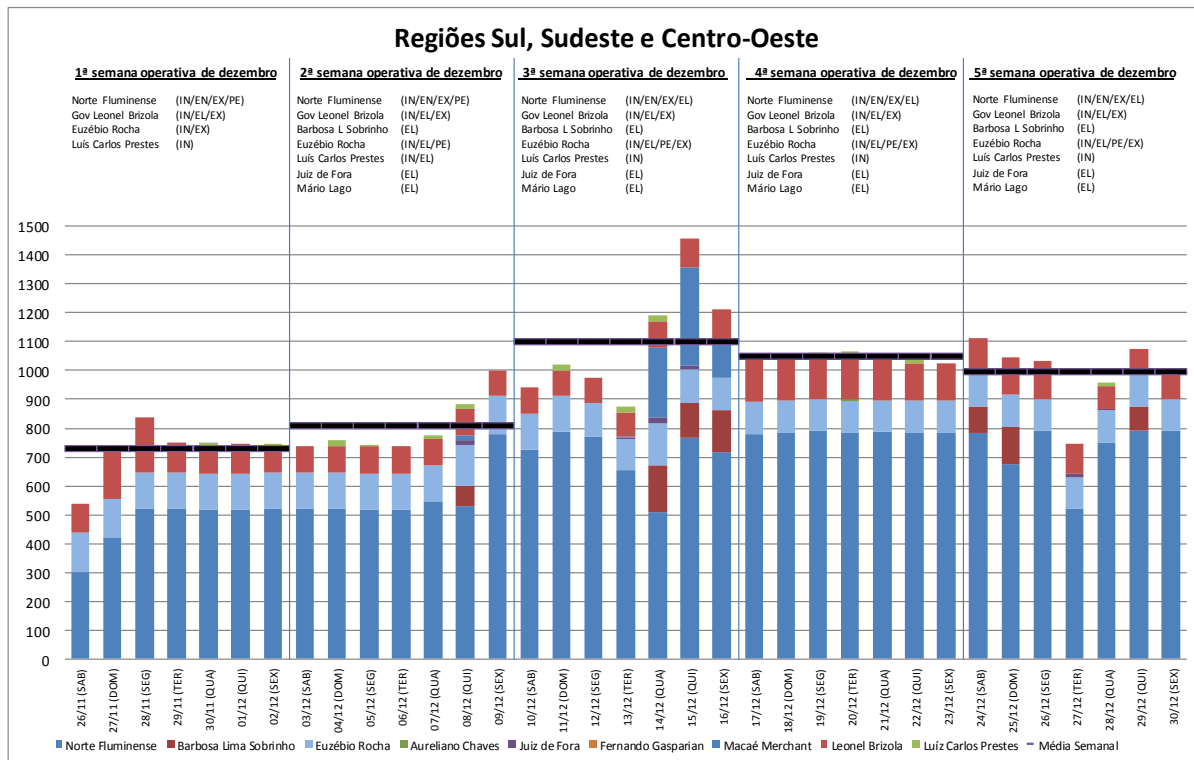
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

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	0,48	0,45	0,49	0,50	0,48	0,44	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	3,71	3,50	3,68	3,94	3,94	3,83	9,6
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	2,94	2,99	2,79	2,67	2,80	2,86	7,2
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	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	4,90	4,90	4,91	4,74	4,90	4,86	12,2
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	2,28	2,07	2,19	2,34	2,18	2,21	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	0,48	0,49	0,48	0,48	0,42	0,46	1,2
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	0,00	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	13,38	13,48	13,17	13,08	12,00	13,10	33,0
Compagás (PR)	0,85	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	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	1,04	1,02	0,99	1,03	1,00	1,00	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	0,90	0,93	0,86	0,96	1,01	0,78	2,0
Gasmig (MG)	1,53	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	7,1
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	0,0
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	0,01	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	0,31	0,26	0,24	0,26	0,25	0,23	0,6
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35	0,36	0,35	0,37	0,35	0,35	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38	0,38	0,38	0,39	0,35	0,39	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	1,49	1,44	1,50	1,51	1,41	1,44	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	1,89	1,86	1,88	1,87	1,72	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	0,28	0,28	0,28	0,28	0,25	0,26	0,7
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95	1,95	1,72	1,80	1,77	1,80	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	0,00	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	40,91	40,40	39,72	40,09	38,49	39,71	100,0

Fonte: Abegás, janeiro de 2012

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, janeiro de 2012

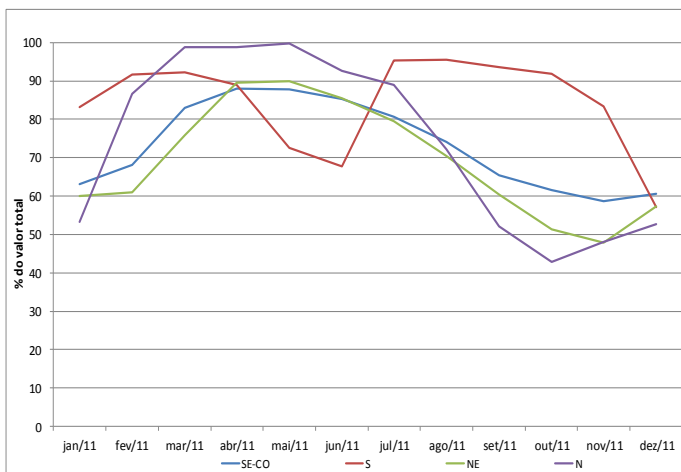
LEGENDA:

- 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)

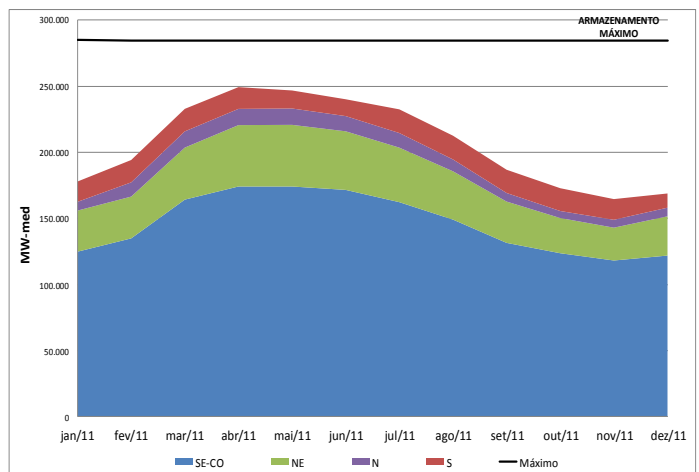
ARMAZENAMENTO E AFLUÊNCIAS NO SIN (ÚLTIMOS 12 MESES)

ENERGIA ARMAZENADA

EM % DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

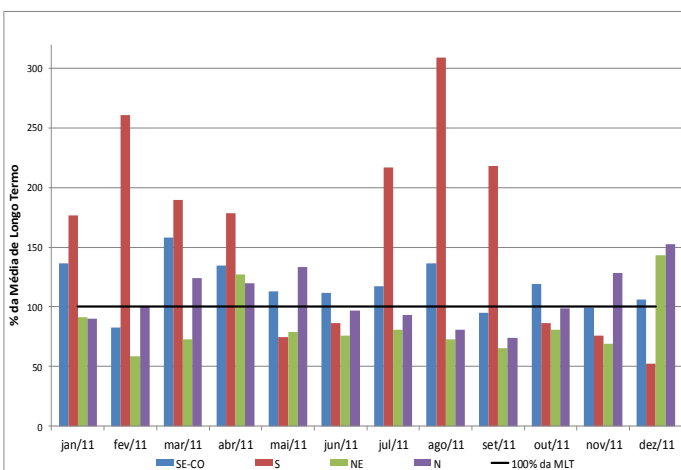


EM MW-MED

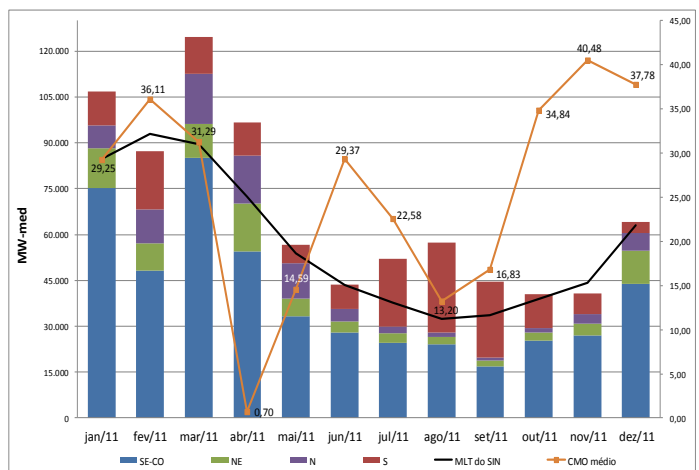


ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

EM % DA MÉDIA DE LONGO TERMO (MLT)



EM MW-MED



COMENTÁRIOS

A geração termelétrica a gás natural caiu 3% em dezembro quando comparado com o mês anterior, ficando em cerca de 1.890 MW-med. Essa queda foi provocada pela redução de 10% do despacho na região Nordeste, verificada após ocorrência de indisponibilidade de uma unidade geradora da UTE Termopernambuco. Com isso, a geração média nessa região ficou em torno de 915 MW-med. Por sua vez, a média verificada nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste apresentou aumento de 4%, provocada sobretudo pelo despacho das UTEs Mário Lago (Macaé Merchant) e Barbosa Lima Sobrinho, ocorrido na terceira semana operativa do mês.

A Energia Natural Afluyente - ENA voltou a ultrapassar a Média de Longo Termo em dezembro, o que ajuda a explicar a queda em relação a novembro do Custo Marginal de Operação - CMO, cuja média do mês ficou em R\$ 37,80/MWh. Mais uma vez, a UTE Norte Fluminense foi a única movida a gás natural a despachar por razões energéticas, enquanto as demais despacharam por razões variadas, mostradas nos gráficos da página 10.

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - DEZEMBRO 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	12,2269	15,2546	17,1570	16,7107		
Sudeste	Gás Nacional	11,8724	19,5138	15,7688	15,0389		
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,1471	1,7703	9,9173	19,5138	15,7688	15,0389
Sul	Gás Importado	8,1316	1,7702	9,9018	17,5551	15,8929	15,5592
Centro Oeste	Gás Importado	9,4432	1,7979	11,2411	14,2128	12,0047	11,8575

Fonte: MME/SPG/DGN, janeiro de 2012.

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

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

* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de dezembro/11 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 15,2% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (dezembro/11):	1,8369
--	---------------

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	4,85	4,72	4,67	4,67	4,60	4,74

Fonte: MME/SPG/DGN, janeiro de 2012.

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	10,72	10,72	11,69	11,60	11,69	10,23
NBP*	6,13	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
Henry Hub	6,98	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97	4,23	4,31	4,54	4,41	4,05	3,89	3,56	3,26	3,16	4,00
Petróleo Brent	12,92	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42	22,00	20,41	20,32	20,82	19,61	20,15	19,50	19,72	19,22	19,82
Petróleo WTI	12,87	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
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	110,05	113,12	109,43	110,66	107,9	111,25
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	86,30	85,55	86,45	97,17	98,53	95,04

Fontes:

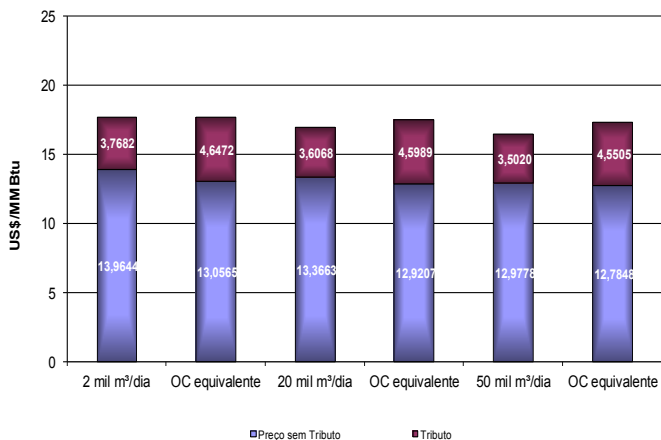
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, www.indexmundi.com (FMI), janeiro de 2012.

Preço do Petróleo: Petrobras, janeiro de 2012.

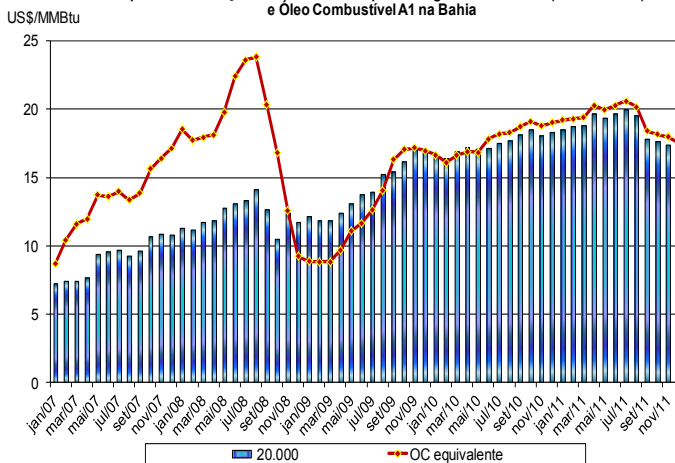
* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

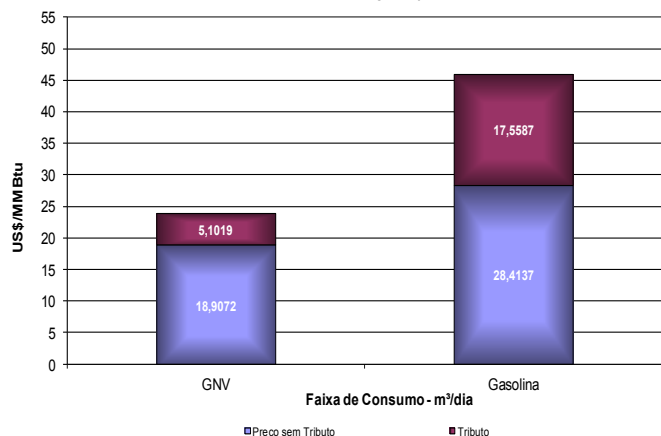
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
DEZEMBRO DE 2011



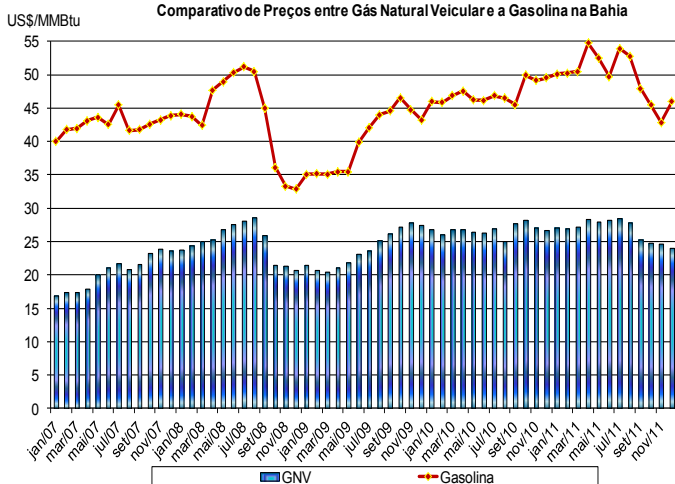
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



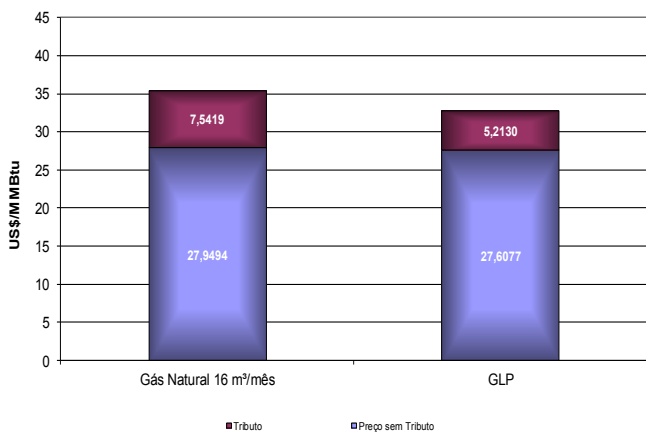
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
DEZEMBRO DE 2011



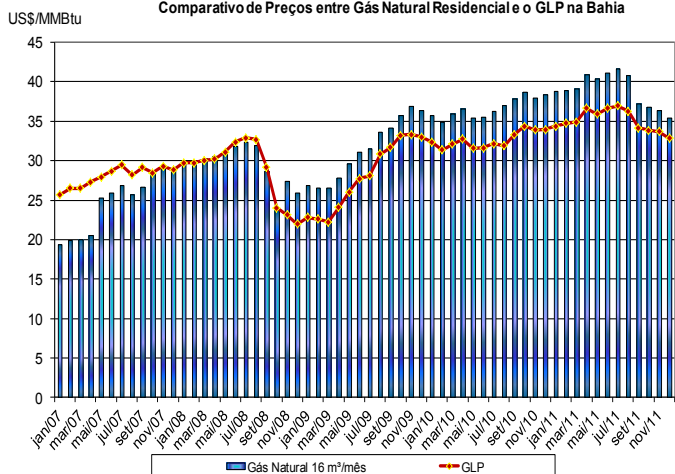
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



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



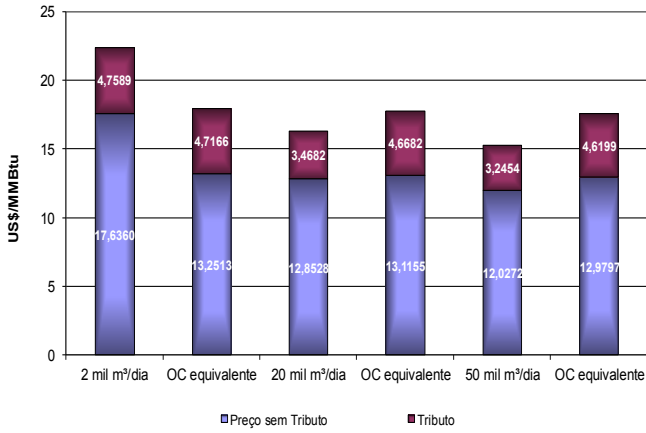
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



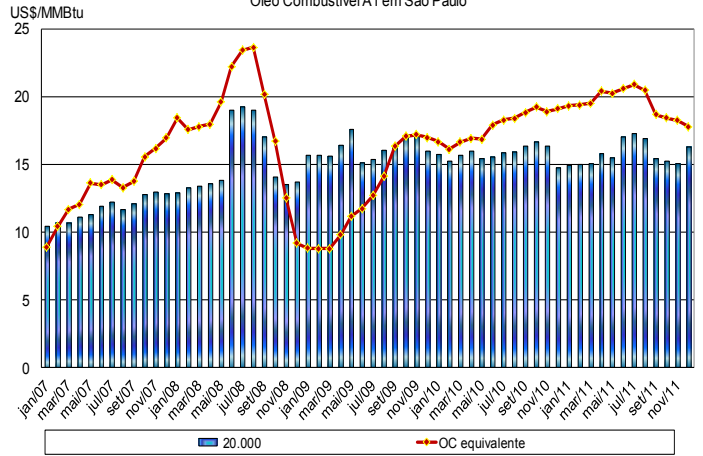
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

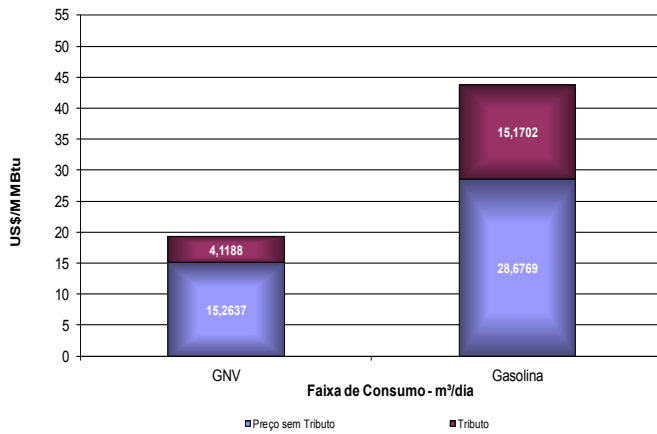
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
DEZEMBRO DE 2011



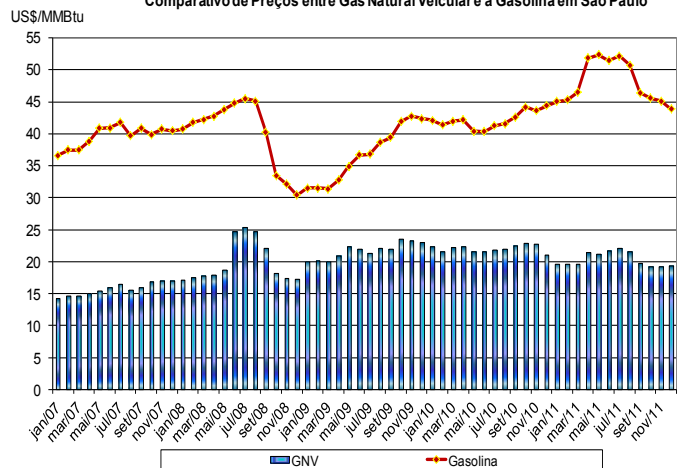
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



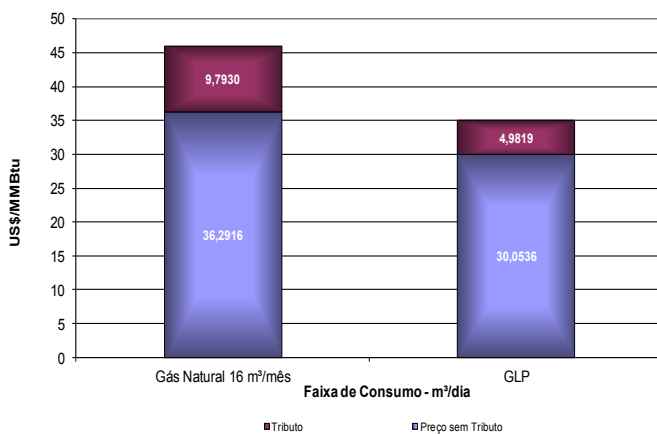
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
DEZEMBRO DE 2011



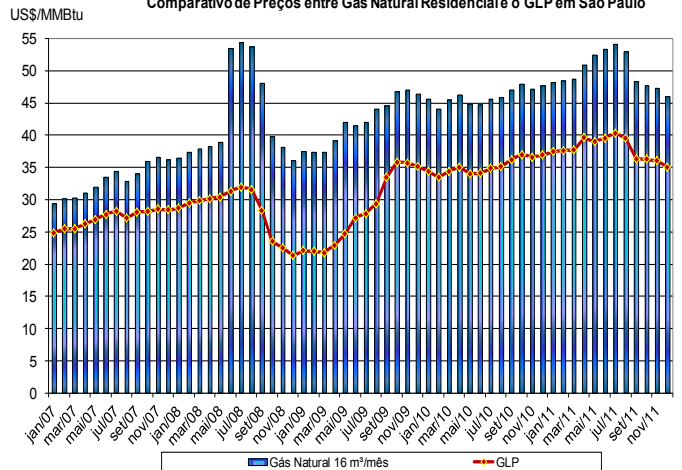
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



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



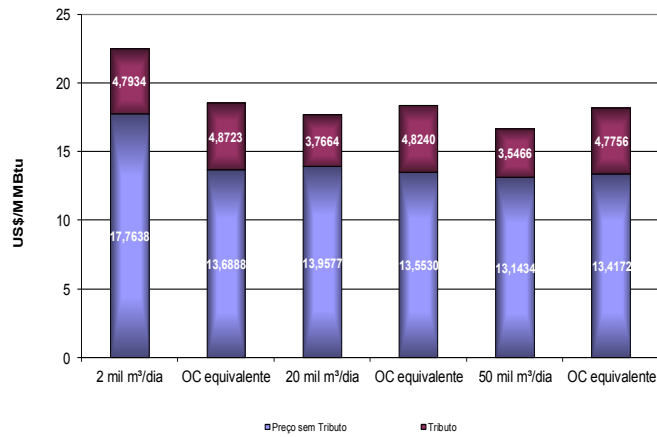
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



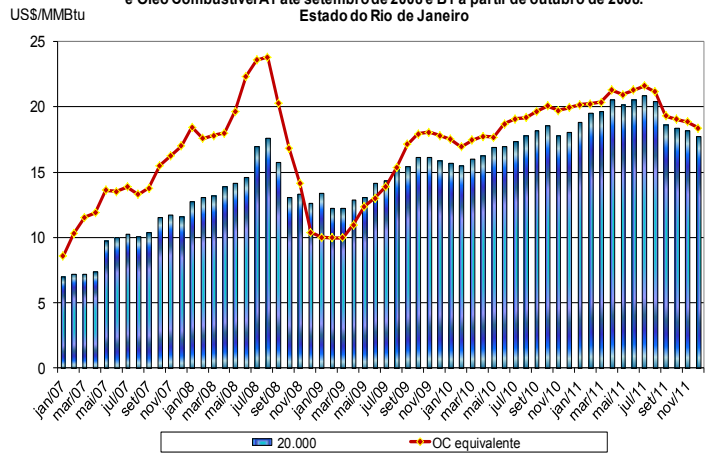
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

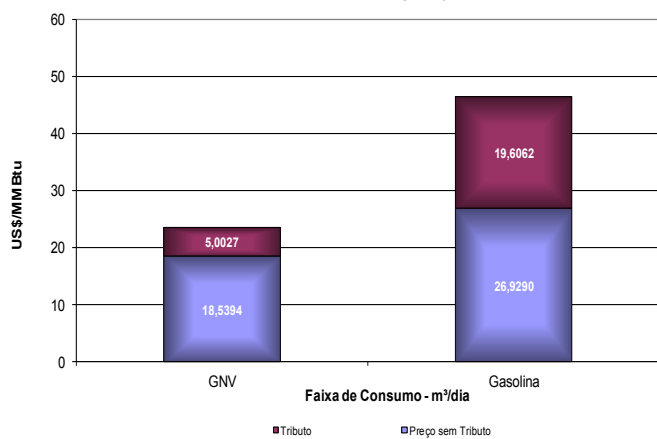
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2011



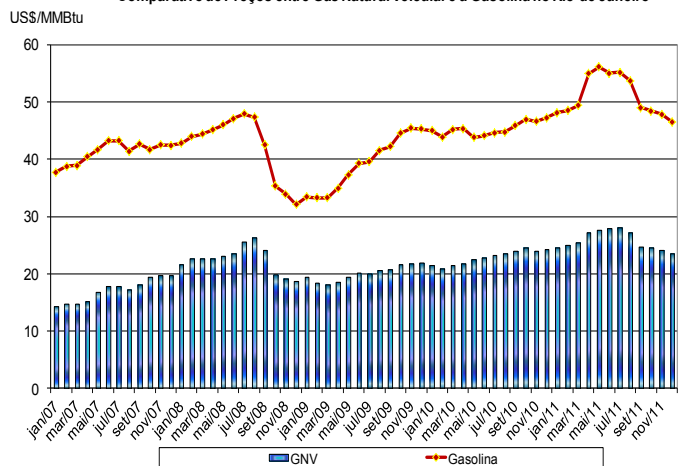
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



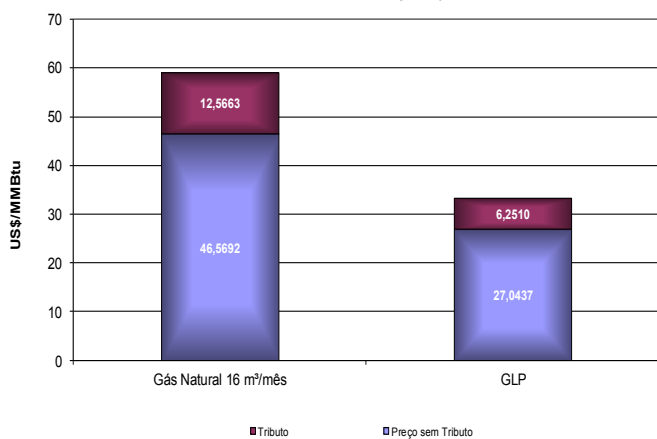
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2011



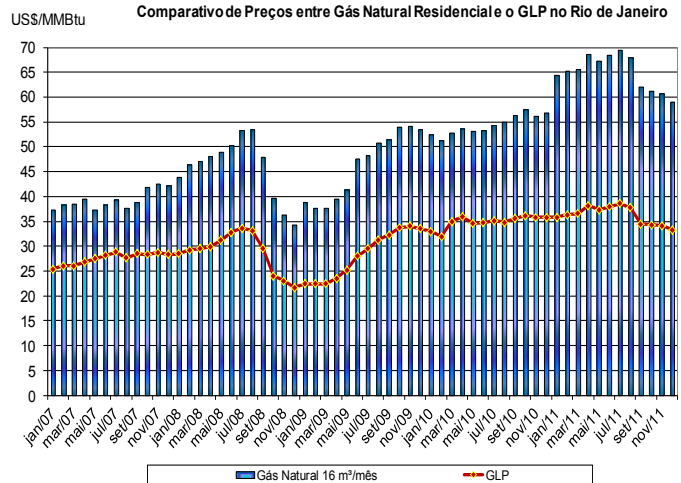
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
DEZEMBRO 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	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 90/2012, 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).

⇒ 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 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, janeiro/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, dezembro 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	1º sem/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, dezembro de 2011.

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

DESTAQUES DO PAC NA ÁREA DE GÁS NATURAL

LICENCIAMENTO AMBIENTAL

29/02/2012 – Emissão da Licença de Instalação (LI), pelo INEMA (BA), do projeto GNL – Terminal de regaseificação da Bahia (TRBahia)

06/03/2012 – Emissão da Licença de Instalação (LI), pelo IBAMA, do Gasoduto GASFOR II, parte integrante do empreendimento Expansão da malha nordeste Fase II

ANDAMENTO DOS PROJETOS

P-62 - Campo de Roncador Módulo 4

Atracação da P-62, para início das obras, no cais do Estaleiro Atlântico Sul em 08/01/2012

Sapinhoá Piloto - FPSO São Paulo

Concluído o posicionamento e atracação do FPSO no Estaleiro Brasfels em 23/01/2012

Expansão da Malha Sudeste Fase II

Ponto de Entrega (PE) RECAP II: Obtida a Autorização de Operação (AO) em 12/03/2012.

Expansão da Malha Nordeste Fase II

PE Suape: Início das Obras com Autorização de Serviço (AS) para Construção e Montagem (C&M) emitida em 31/01/2011.

PE Carmópolis II: Inertização em 27/02/2012.

GASFOR II: Concluída a licitação de C&M em 24/02/2012.

UFN III - Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III

Concluída a terraplanagem em 17/01/2012

Gasoduto de escoamento - Sul/Norte Capixaba

Concluído o lançamento dos dutos de 12" em 07/02/2012 e os dutos de 18" (trecho raso) em 17/02/2012

OUTROS FATOS RELEVANTES

17/02/2012 – Publicada a declaração de comercialidade dos campos de Tiro e Sidon, que passam a ser denominados Baúna e Piracaba, respectivamente.

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, janeiro de 2012

INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

GASODUTO DE TRANSPORTE EXISTENTE 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 Parada (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
NORDESTÃO I	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	EsVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASAN	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVIT	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	Uruçu (AM)	Coari (AM)	278,0	18	4,1	1998
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASALP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
Gasoduto Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Betim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15	2011
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12	2011
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.579,0			
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			9.489,2			

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	Gas Oriente Boliviano ⁽²⁾	Divisa com o Brasil (San Matías)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Trecho Argentino - TGM ⁽³⁾	Aldea Brasileira (Argentina)	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

UNIDADE 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 Guimarães I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guimarães II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guimarães III	Guamaré (RN)	2006	1.500,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
Total Nordeste			24.500,0
REGIÃO NORTE			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	706,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
Total Norte			9.706,0

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

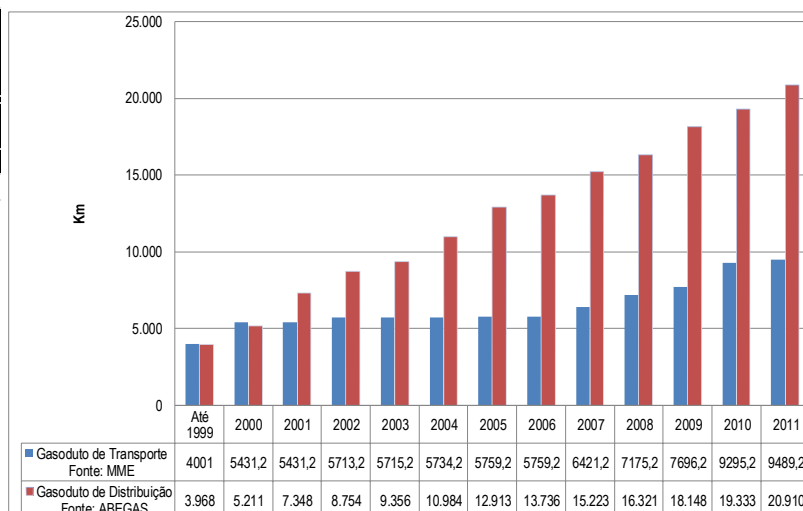
* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

TERMINAIS DE GNL EXISTENTES

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA - RJ	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, janeiro 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	Termo de Compromisso (até jun/2012)	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	188,89
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	325	179,55
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	6,27
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	207,77
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	233,27
Piratininga 1 e 2 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	260	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	139,49
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	150
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	109,81
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	107,16
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	-	74,52
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	cc	869	4,74	RJ	400	37,8
Norte Fluminense - Preço 2					100	58,89
Norte Fluminense - Preço 3					200	102,84
Norte Fluminense - Preço 4					85	149,33
TOTAL Sudeste/Centro-Oeste	-	5.749	-	-	4.450	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	153	541,93
Uruguaiana ⁽³⁾	cc	640	4,37	RS	-	141,18
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	219
TOTAL Sul	-	1.285	-	-	611	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	401,67
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	204,43
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	215
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	188,15
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	189,64
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	86,52
Termopemambuco	cc	533	4,02	PE	494	70,16
TOTAL Nordeste	-	2.160	-	-	1.598	-
TOTAL GERAL	-	9.194	-	-	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	128	4,96	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	-	
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/13	
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	jun/13	
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	
Maranhão III ⁽⁸⁾	cc	499	n/d	MA	jan/14	
Baixada Fluminense ⁽⁸⁾	cc	530	n/d	MA	fev/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	
Jaraqui	Motor	0	70	70	60	
Tambaqui	Motor	0	85	85	60	

Fontes: ANEEL/Petrobras, janeiro de 2012.
ONS, Fax-preço semana operativa 28/01/2012 a 03/02/2012
DMSE/SEE/MME, janeiro de 2012.

NOTAS:

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

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 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:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

Gás Natural:
9.400 kcal/m³

GLP:
11.750 kcal/kg

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2011

MERCADO

Consumo do setor industrial cresce 13% e demanda por gás no setor termelétrico cai 34%

Embora o mercado de gás natural brasileiro tenha fechado o ano de 2011 com consumo total praticamente igual ao do ano de 2010, pouco mais de 61 milhões de m³/dia, isso não significou estagnação do consumo. Na realidade, o consumo industrial fechou o ano em 40,12 milhões de m³/dia, aproximadamente 13% superior ao consumo do ano anterior (+4,71 milhões de m³/dia). Aproximadamente a metade desse aumento se deu no consumo em instalações industriais da Petrobras – refinarias e fábricas de fertilizante – que passou de 9,12 milhões de m³/dia em 2010 para 11,28 milhões de m³/dia em 2011 (aumento de 24%). A outra metade se deu no consumo das indústrias atendidas pelas distribuidoras estaduais, que passou de 26,29 milhões de m³/dia em 2010 para 28,84 milhões de m³/dia em 2011 (aumento de 10%).

Por outro lado, em razão dos altos níveis pluviométricos verificados ao longo de 2011, houve redução de 34% na demanda de gás natural para o setor termelétrico, que fechou o ano com consumo médio de 10,42 milhões de m³/dia, contra 15,77 milhões de m³/dia no ano anterior. O consumo no setor automotivo, que vinha caindo desde 2007, ficou estável em 5,40 milhões de m³/dia. Os consumos nos segmentos comercial e residencial cresceram 8% e 10% em relação ao ano de 2010, respectivamente, embora em termos absolutos ambos ainda sejam inferiores a 1 milhão de m³/dia. O setor de cogeração apresentou crescimento de cerca de 4%, fechando o ano de 2010 em 3,01 milhões de m³/dia.

PRODUÇÃO NACIONAL

Produção cresce 5% e ultrapassa 70 milhões de m³/dia em dezembro. Queima cai 28%, reinjeção cai 7% e oferta de gás nacional cresce 21%.

Em 2011, a produção nacional de gás natural teve aumento médio de 5% em relação ao ano anterior, totalizando 65,93 milhões de m³/dia. Em dezembro, foi atingido o recorde de produção de 71,36 milhões de m³/dia. Acompanhando esse número, também apresentou elevação o consumo nas unidades de exploração e produção, que fechou o ano em 10,15 milhões de m³/dia (+4%). Merece destaque, pelo segundo ano consecutivo, a redução da queima e perda de gás natural. Em 2011, as estatísticas registraram média de 4,81 milhões de m³/dia, volume 28% inferior ao do ano anterior. Embora o volume queimado ou perdido em 2011 tenha ficado em cerca de 7% da produção, percentual bem abaixo das médias dos anos anteriores, ele ainda é alto quando comparado a países como Noruega e Reino Unido, cuja produção também é majoritariamente realizada *offshore*.

A reinjeção fechou o ano de 2011 em 11,07 milhões de m³/dia, contra 11,96 milhões de m³/dia no ano anterior. Essa queda, de cerca de 1 milhão de m³/dia, teve como principal razão o crescimento da disponibilização ao mercado termelétrico de Manaus do gás natural produzido em Urucu/AM. De fato, a reinjeção no Estado do Amazonas caiu de 8,20 milhões de m³/dia em 2010 para 6,90 milhões de m³/dia em 2011, volume este que corresponde a 60% do gás natural reinjetado no País. Nos próximos anos esse volume deverá cair ainda mais à medida que for crescendo a movimentação de gás natural no gasoduto Urucu-Coari-Manaus. A maior parte do restante da reinjeção é realizada em Sergipe, 1,86 milhões de m³/dia (17% do total), e no Rio de Janeiro, 1,00 milhão de m³/dia (9% do total).

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2011

O aumento da produção, aliado à redução da queima, da perda e da reinjeção, resultou no crescimento da oferta de gás nacional ao mercado brasileiro em cerca de 21%. O volume total de gás nacional ofertado ao mercado passou de 28,04 milhões de m³/dia em 2010 para 33,83 milhões de m³/dia em 2011. Como a demanda total permaneceu estável em relação ao ano anterior, a participação do gás nacional na oferta total passou de 45% em 2010 para 55% em 2011.

IMPORTAÇÕES – GASBOL E GNL

Importação da Bolívia permanece estável e regaseificação de GNL cai 78%.

As importações de gás boliviano em 2011 permaneceram estáveis em relação ao ano anterior em cerca de 27 milhões de m³/dia. Por sua vez, a regaseificação de gás natural liquefeito – GNL importado caiu 78% em relação ao ano de 2010, fechando o ano em 1,64 milhões de m³/dia contra 7,64 milhões de m³/dia do ano anterior. A principal razão para essa queda foi a redução do despacho termelétrico em função das condições hidrológicas favoráveis em 2011. Durante praticamente todo o ano o volume de chuvas superou as médias de longo termo, resultando em níveis elevados de armazenamento nos reservatórios das hidrelétricas. Em 2011, os principais fornecedores de GNL ao Brasil foram Trinidad e Tobago e Catar, tendo sido também importadas algumas cargas reexportadas dos Estados Unidos e do Reino Unido. De acordo com o Sistema Integrado de Comércio Exterior - SISCOMEX, o Brasil comprou cerca de US\$ (FOB) 290 milhões em GNL, contra cerca de US\$ (FOB) 780 milhões no ano anterior.

INFRAESTRUTURA

Concluídos todos os projetos de gasodutos de transporte incluídos no PAC. Iniciado o processamento do gás natural do pré-sal no polo de Caraguatatuba.

Em 2011, com a conclusão dos gasodutos Caraguatatuba-Taubaté, GASAN II e GASPAL II, de 96 km, 38 km e 60 km de extensão, respectivamente, encerraram-se os projetos de novos gasodutos de transporte incluídos no Programa de Aceleração de Crescimento – PAC. Esses gasodutos estão levando o gás proveniente da Bacia de Santos para os mercados de São Paulo e Rio de Janeiro.

Em maio de 2011, foram iniciadas as obras do primeiro dos oito navios replicantes do tipo FPSO (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência) que serão utilizados pela Petrobras na área do pré-sal, para o desenvolvimento da produção em Tupi, Carioca, Iara e Sapinhoá. Em agosto, entrou em operação a plataforma semissubmersível P-56, no campo de Marlim Sul. Com capacidade para processar diariamente 100 mil barris de petróleo e 6 milhões de m³ de gás natural, a plataforma está instalada em lâmina d'água de 1.670 metros.

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2011

Em abril, foi iniciada a produção da plataforma de Mexilhão (PMXL-1), uma plataforma fixa instalada na Bacia de Santos. Com altura total de 227m, a PMXL-1 é a mais alta plataforma fixa da estatal brasileira. Sua capacidade de produção é de 15 milhões de m³/dia de gás natural. Ainda em abril, foi iniciado o Teste de Longa Duração (TLD) da área de Lula Nordeste, na Bacia de Santos, no antigo bloco exploratório BM-S-11 no pré-sal, a cerca de 300 km da costa do Rio de Janeiro. O TLD realizado pelo FPSO Cidade de São Vicente, em lâmina d'água de 2.120 metros, foi concluído em novembro passado. Em outubro de 2011, foi iniciado o TLD na área de Carioca Nordeste. O poço foi perfurado em lâmina d'água de 2.151 m, a 275 km da costa de São Paulo.

REGULAMENTAÇÃO DA LEI DO GÁS

MME e ANP dão continuidade ao processo de regulamentação da Lei do Gás.

O ano de 2011, especialmente o segundo semestre, foi bastante produtivo em relação aos trabalhos relacionados à regulamentação da Lei do Gás. No âmbito do Ministério de Minas e Energia foi publicada, em 5 de agosto, a Portaria nº 472, que estabelece as diretrizes para o processo de chamada pública.

No âmbito da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, foi publicada, em 18 de agosto, a Resolução nº 44, que estabelece os 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. Foi publicada também, em 23 de setembro, a Resolução 50, que 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. Em 29 de setembro, foi publicada a Resolução 51, que regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador. Por fim, em 29 de setembro, foi publicada a Resolução 52, que regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, o registro de agente vendedor e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.