

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Destaques

- ⇒ **Produção nacional de gás natural:** Produção cai 3% em relação ao mês anterior, atingindo 74,7 milhões de m<sup>3</sup>/d. (pag. 04)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Aumento de 5% na queima de gás em relação ao mês anterior. (pag. 05)
- ⇒ **Regaseificação de GNL:** Regaseificação de GNL aumentou 35% em relação ao mês anterior, atingindo 16,5 milhões de m<sup>3</sup>/d (pag. 06)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Oferta ao mercado supera 90 milhões de m<sup>3</sup>/d e, pela primeira vez no ano, o consumo médio industrial superou o termelétrico. (pags. 08 e 09)

## Sumário

---

Balanço de Gás Natural no Brasil	2
Produção Nacional, Queima de Gás, Reinjeção e Consumo em E&P	3
Importação e Reexportação de Gás Natural	7
Oferta Interna Disponibilizada	8
Consumo de Gás Natural	9
Geração Termelétrica a Gás Natural	11
Preços e Competitividade	13
Balanço de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina, Uruguai e Estados Unidos da América.	17
Legislação do Setor	19
Programa de Aceleração do Crescimento - PAC	20
ANEXOS	
Reservas Nacionais de Gás Natural	21
Infraestrutura de Transporte de Gás Natural	22
Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL e Evolução da Malha de Gás Natural	23
Parque Térmico a Gás Natural	24
Notas Metodológicas	25

---

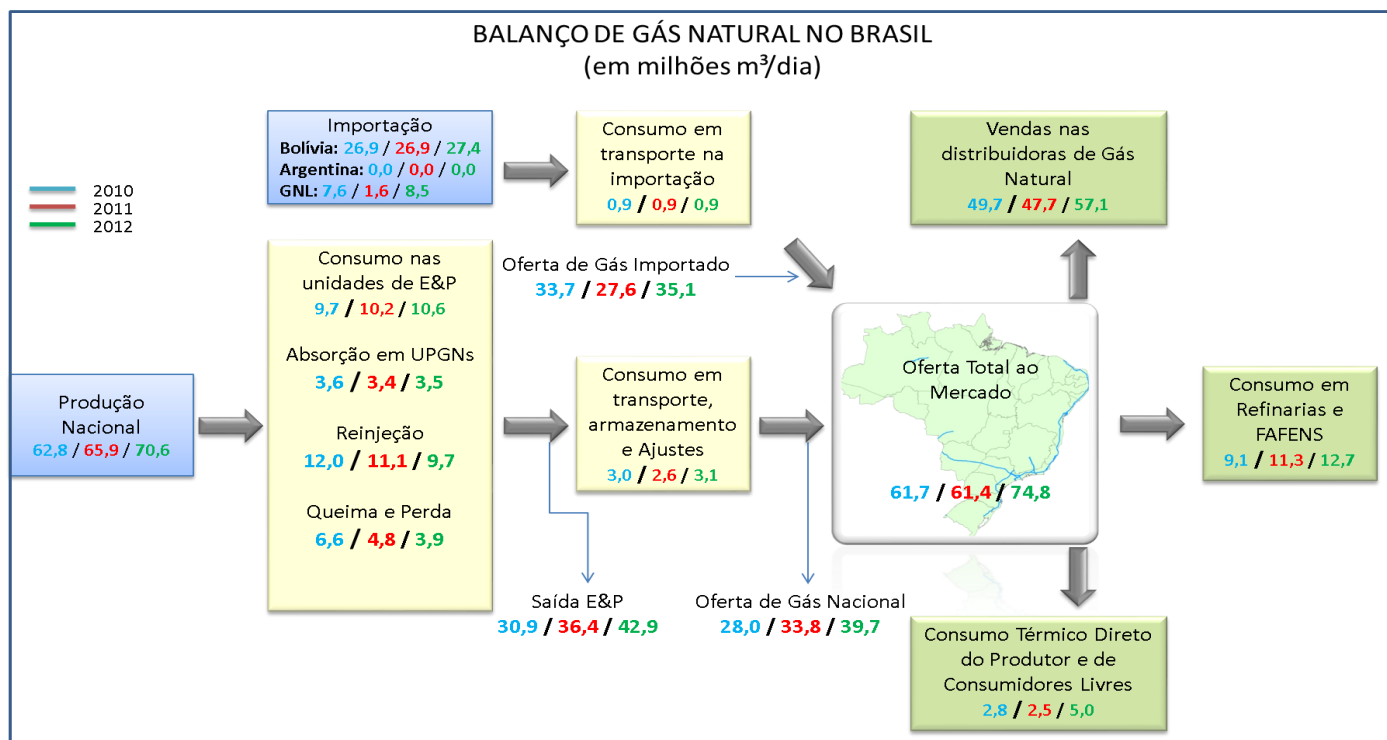
## Balanco de Gás Natural No Brasil

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

Fonte: ANP, ABEGAS, TSB e PETROBRAS, mai/13

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

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



**Equipe do Departamento de Gás Natural:** Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Massaharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, André Barros Martins e Rodrigo Willians de Carvalho.

# Produção Nacional, Queima de Gás, Reinjeção e Consumo em E&P

## Produção Nacional: Unidade da Federação

PROD. NACIONAL (em milhões m <sup>3</sup> /dia)		Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra		17,19	16,56	16,51	16,84	16,73	17,40	18,69	19,33	21,16									19,14
Mar		41,97	41,35	46,33	49,08	53,85	58,45	57,85	57,93	53,54									56,95
Gás Associado		39,77	46,50	47,12	48,59	49,01	51,83	51,39	51,41	50,87									51,38
Gás Não Associado		19,39	11,41	15,72	17,34	21,57	24,03	25,15	25,84	23,83									24,71
<b>TOTAL</b>		<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>62,84</b>	<b>65,93</b>	<b>70,58</b>	<b>75,85</b>	<b>76,54</b>	<b>77,25</b>	<b>74,70</b>									<b>76,09</b>

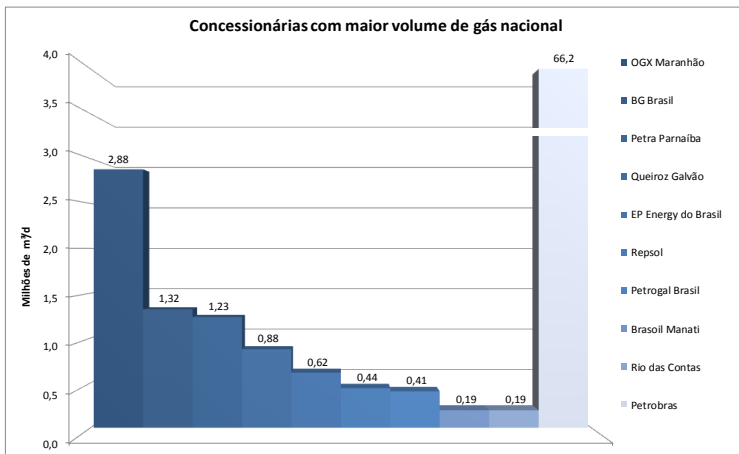
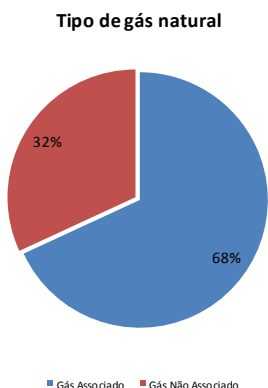
  

UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AL	<b>Subtotal</b>	<b>2,23</b>	<b>2,03</b>	<b>1,84</b>	<b>1,54</b>	<b>1,53</b>	<b>1,61</b>	<b>1,71</b>	<b>1,65</b>	<b>1,64</b>									<b>1,65</b>
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

Fonte: ANP, mai/13

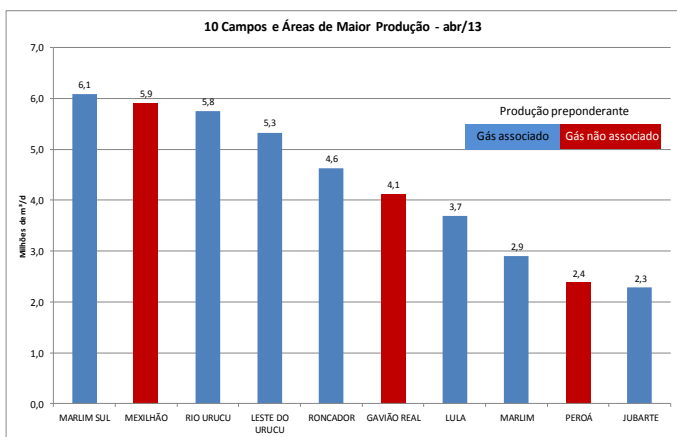
## Produção Nacional: Tipo de Gás e Concessionária

A produção nacional atingiu 74,7 milhões de m³/d (queda de 3% em relação à março). Do volume total produzido (32% de gás não associado e 68% de associado) 99,5% está concentrado em dez Concessionárias (a Petrobras responde por 89% do total). Os gráficos abaixo esquematizam as citadas informações.

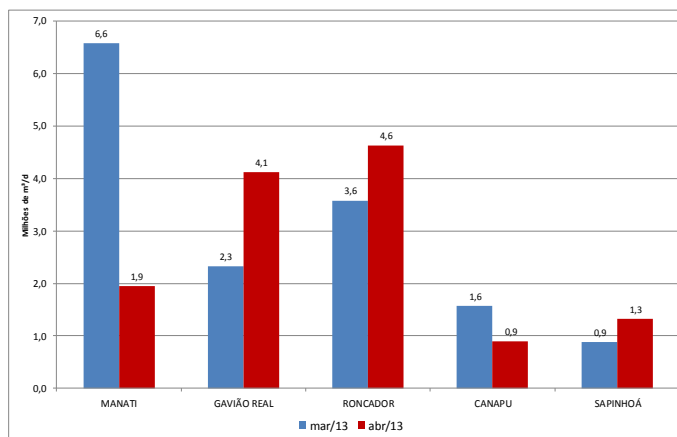


## Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

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

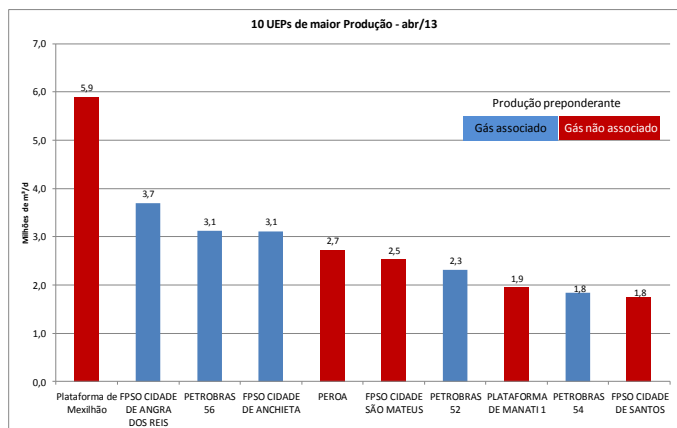


O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção de gás natural, comparando-se os meses de março e abril/13.

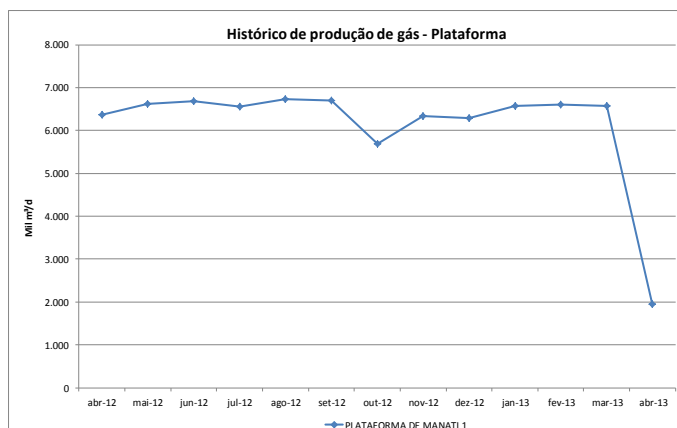


## Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

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



O gráfico abaixo apresenta histórico de produção da UEP de maior variação de produção (Plataforma de Manati 1).

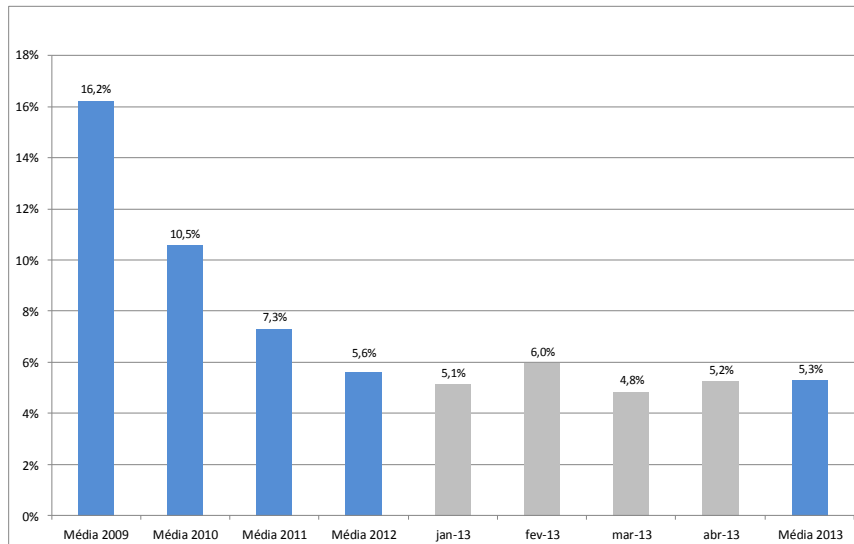


As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 39% da produção nacional. A UEP que apresentou maior variação da produção foi a Plataforma de Manati 1.

Destaca-se que a redução da produção da Plataforma de Manati 1 está relacionada à parada programada para manutenção da Unidade de Produção de Gás Natural Vandemir Ferreira, na Bahia, entre os dias 5 e 25 de abril. Essa unidade processa o gás oriundo do campo de Manati.

Fonte: ANP e Petrobras, mai/13.

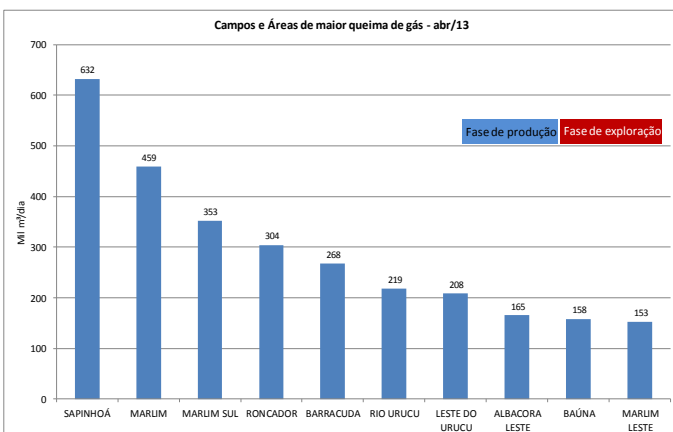
## Queima de Gás em Relação à Produção



A queima de gás natural aumentou de 3,7 para 3,9 milhões de m³/d, influenciada principalmente pela redução do aproveitamento do gás, devido a dano no sistema de compressão da plataforma P-43, localizada no campo de Barracuda.

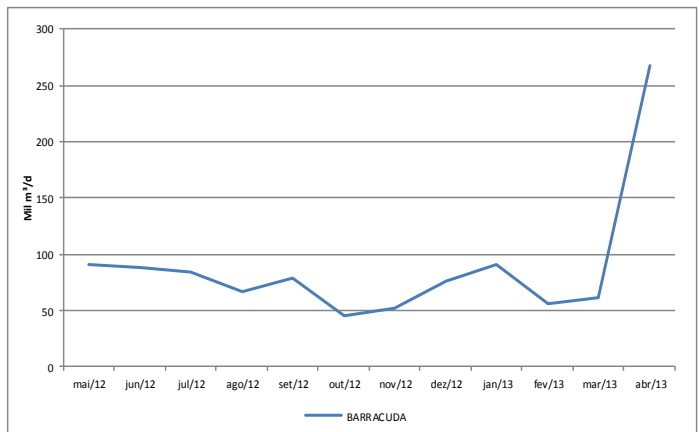
## Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

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



Os dez campos apresentados no gráfico acima foram responsáveis por 74% do volume total de gás natural queimado no País.

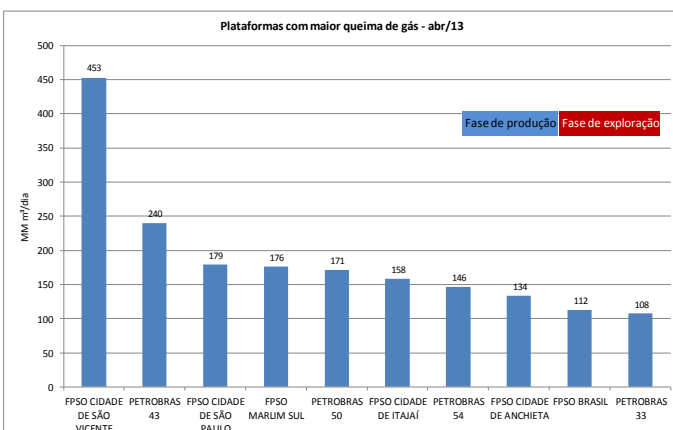
O campo de maior variação na queima de gás natural foi Barracuda, onde houve aumento de 61 para 268 mil m³/d.



A queima de gás no campo de Barracuda está relacionada às plataformas P-43 (240 mil m³/d) e P-48 (28 mil m³/d). Destaca-se que a plataforma P-48 apesar de localizada no campo de Caratinga produz petróleo e gás natural do campo de Barracuda.

## Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

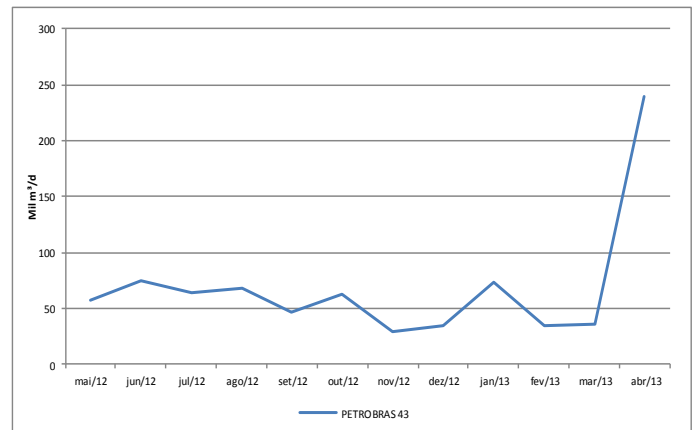
O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's com maior volume de queima gás natural no mês de abril/13.



As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 48% do volume total de queima de gás.

Fonte: ANP, mai/13.

O gráfico abaixo apresenta histórico de queima de gás das UEP de maior variação de volume em relação ao mês anterior (P-43).



Destaca-se que o aproveitamento do gás natural produzido na plataforma P-43 foi reduzido de 96% para 72% em função de dano ocorrido no sistema de compressão da UEP ocorrido em abril/13.

## Reinjeção de Gás Natural: Unidade da Federação

Em relação ao mês anterior, a reinjeção aumentou 3%, fechando o mês em 9,1 milhões de m³/d, influenciada principalmente pelo início da reinjeção de gás natural no campo de Sapinhoá (área marítima do Estado de São Paulo), por meio do FPSO Cidade de São Paulo.

		Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	BAHIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ESPIRITO SANTO	-	0,05	0,35	0,39	0,33	0,19	0,33	0,06	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	-	-	0,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO DE JANEIRO	0,35	0,79	0,52	1,00	0,79	0,68	0,57	0,62	0,66	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,00	0,03	0,05	0,05	0,05	0,03	0,04	0,05	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,45	-	-	-	-	-	-	-	-
SERGIPE	0,82	1,26	1,61	1,83	1,72	1,70	1,68	1,66	1,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total - MAR</b>	<b>1,17</b>	<b>2,13</b>	<b>3,09</b>	<b>3,27</b>	<b>2,88</b>	<b>2,59</b>	<b>2,62</b>	<b>2,39</b>	<b>2,89</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TERRA	ALAGOAS	0,32	0,46	0,27	0,19	0,11	0,00	0,00	0,00	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AMAZONAS	8,20	8,26	8,20	6,90	6,11	6,13	5,64	5,69	5,58	-	-	-	-	-	-	-	-	
	BAHIA	0,92	1,05	0,93	0,67	0,56	0,73	0,76	0,72	0,56	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESPIRITO SANTO	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO GRANDE DO NORTE	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERGIPE	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total - TERRA</b>	<b>9,47</b>	<b>9,79</b>	<b>9,43</b>	<b>7,79</b>	<b>6,80</b>	<b>6,88</b>	<b>6,43</b>	<b>6,44</b>	<b>6,19</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total - GERAL</b>	<b>10,64</b>	<b>11,92</b>	<b>12,53</b>	<b>11,06</b>	<b>9,68</b>	<b>9,48</b>	<b>9,04</b>	<b>8,82</b>	<b>9,08</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Fonte: ANP, mai/13

## Consumo Gás Natural nas atividades de E&P - Exploração e Produção: Unidade da Federação

O Consumo de gás natural nas Unidades de E&P aumentou 1%, sendo que o aumento no consumo de gás natural nas unidades de São Paulo, Espírito Santo e Maranhão foi amortecido pela redução no consumo nas unidades do Rio de Janeiro.

		Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	BAHIA	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CEARÁ	0,05	0,04	0,01	0,01	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ESPIRITO SANTO	0,37	0,28	0,79	1,30	1,34	1,35	1,45	1,28	1,29	-	-	-	-	-	-	-	-	
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO DE JANEIRO	5,55	6,35	7,14	6,98	7,47	7,45	7,27	7,42	7,25	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,24	0,10	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	
	SÃO PAULO	0,01	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,20	0,15	0,29	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERGIPE	0,09	0,10	0,13	0,14	0,14	0,15	0,16	0,19	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Total - Mar</b>	<b>6,31</b>	<b>6,88</b>	<b>8,17</b>	<b>8,56</b>	<b>9,09</b>	<b>9,11</b>	<b>9,18</b>	<b>9,14</b>	<b>9,06</b>	-	-	-	-	-	-	-	-		
TERRA	ALAGOAS	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AMAZONAS	0,41	0,43	0,43	0,46	0,46	0,48	0,45	0,46	0,46	-	-	-	-	-	-	-	-	
	BAHIA	0,18	0,18	0,20	0,19	0,18	0,15	0,18	0,16	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CEARÁ	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ESPIRITO SANTO	0,11	0,12	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,08	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	0,00	0,12	0,01	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,41	0,41	0,39	0,42	0,37	0,32	0,36	0,31	0,31	-	-	-	-	-	-	-	-	
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERGIPE	0,35	0,33	0,32	0,30	0,27	0,24	0,26	0,26	0,27	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Total - Terra</b>	<b>1,59</b>	<b>1,57</b>	<b>1,55</b>	<b>1,59</b>	<b>1,48</b>	<b>1,40</b>	<b>1,57</b>	<b>1,38</b>	<b>1,55</b>	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Total - GERAL</b>	<b>7,90</b>	<b>8,45</b>	<b>9,72</b>	<b>10,15</b>	<b>10,57</b>	<b>10,51</b>	<b>10,76</b>	<b>10,52</b>	<b>10,61</b>	-	-	-	-	-	-	-	-		

Fonte: ANP, mai/13

## Importação e Reexportação de Gás Natural

### Importação por gasoduto e regaseificação de Gás Natural Liquefeito-GNL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
								jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,49	22,20	26,90	26,85	26,66	30,17	29,85	30,16	29,62								29,95	
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,00	0,00	0,01	0,89	1,81	1,82	1,87	1,59								1,77	
		MTGás	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01								0,01	
	Subtotal			30,54	22,20	26,91	26,86	27,56	31,98	31,67	32,04	31,22							31,73	
Argentina	Sulgás (TSB)		0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00							0,50		
	Subtotal		0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00								0,50	
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,72	7,64	1,64	8,50	15,57	14,82	12,26	16,51							14,79		
Terminal GNL de Pecem *			0,00	0,64	2,49	1,13	1,95	4,21	3,65	3,38	3,68							3,73		
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,08	5,15	0,51	6,55	11,36	11,17	8,88	12,83							11,04		
<b>TOTAL</b>			<b>30,92</b>	<b>22,92</b>	<b>34,55</b>	<b>28,50</b>	<b>36,04</b>	<b>47,56</b>	<b>47,49</b>	<b>45,31</b>	<b>47,73</b>							<b>47,00</b>		
Consumo em transporte na importação			1,23	0,58	0,89	0,93	0,93	1,12	1,04	1,11	1,10							1,09		
<b>Oferta de gás importado</b>			<b>29,69</b>	<b>22,35</b>	<b>33,66</b>	<b>27,57</b>	<b>35,11</b>	<b>46,43</b>	<b>46,45</b>	<b>44,20</b>	<b>46,63</b>							<b>45,91</b>		

Fontes: ANP e TBG, mai/13

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

### Importação de Gás Natural Liquefeito-GNL (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 232/2012)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regas* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
Total 2008	26.270.651	31.904.700	69.966	41.979.868	15,93	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217	435.130.092	5,44	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606	2.852.763.304	6,94	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	290.630.684	556.693.599	1.220.819	582.838.980	12,69	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	1.507.751.989	2.322.159.593	5.092.455	3.055.473.149	12,56	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	36.193.746	61.065.010	133.914	80.348.697	11,46	Catar	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	31.978.450	44.224.896	96.984	58.190.653	13,99	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	9.553.850	14.002.440	30.707	18.424.263	13,20	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	205.262.313	266.892.331	585.290	351.174.120	14,88	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	113.724.148	133.470.247	292.698	175.618.746	16,48	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	108.668.100	125.711.860	275.684	165.410.342	16,72	Noruega	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	77.095.863	111.121.309	243.687	146.212.249	13,42	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
mar/2013	57.353.737	61.956.896	135.870	81.522.232	17,90	Argélia	Rio de Janeiro - RJ
mar/2013	35.211.728	56.888.178	124.755	74.852.866	11,97	Bélgica	Pecém - CE
mar/2013	35.339.724	39.556.313	86.746	52.047.780	17,28	Bélgica	Rio de Janeiro - RJ
mar/2013	52.966.266	75.389.040	165.327	99.196.105	13,59	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
mar/2013	45.671.126	60.834.157	133.408	80.044.943	14,52	Noruega	Pecém - CE
mar/2013	50.745.329	78.247.383	171.595	102.957.083	12,54	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
abr/2013	48.967.729	61.063.571	133.911	80.346.804	15,51	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
abr/2013	52.966.266	75.389.040	165.327	99.196.105	13,59	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
abr/2013	93.327.732	116.673.010	255.862	153.517.118	15,47	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	1.055.026.107	1.382.485.681	3.031.767	1.819.060.107	14,76	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, mai/2013

\* FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro. Os valores são calculados considerando-se a massa específica do GNL de 456 kg/m³, a razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1 e o poder calorífico do gás natural de 9.900 kcal/m³.

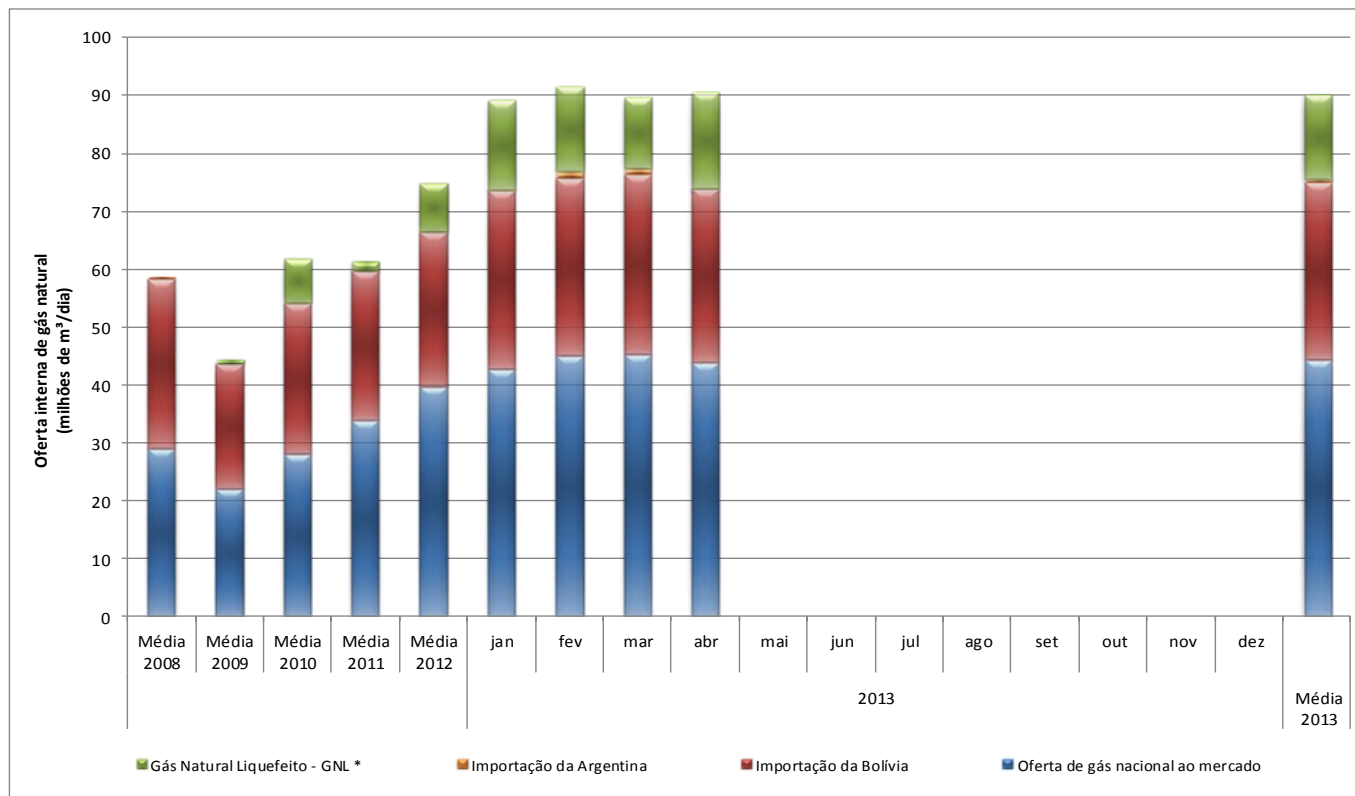
### Reexportação de Gás Natural Liquefeito-GN (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 67/2010)

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

Fonte: Aliceweb - MDIC, mai/2013

\* FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro. Os valores são calculados considerando-se a massa específica do GNL de 456 kg/m³, a razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1 e o poder calorífico do gás natural de 9.900 kcal/m³.

## Oferta Interna Disponibilizada



Os valores de GNL correspondem aos volumes médios regaseificados.

### Comentários

O mercado de gás natural voltou a demandar valor acima de 90 milhões de m³/dia, conforme detalhado na página 9. As participações do gás nacional, do gás importado da Bolívia e do GNL foram de 48,5%, 33,3% e 18,2%, respectivamente. O gráfico acima mostra que aumentou a participação de GNL regaseificado na oferta total ao mercado, frente ao recuo das demais fontes.

A oferta nacional recuou 1,57 milhões de m³/dia em relação ao mês de março, tendo a Bahia contribuído significativamente para a diminuição da produção nacional (-4,67 milhões de m³/dia) em razão da parada programada para manutenção da Unidade de Produção de Gás Natural Vandemir Ferreira, ocorrida entre os dias 5 e 25 de abril. Em contraposição, houve aumento na média da produção do Maranhão (+1,78 milhões de m³/dia), para suprimento das usinas Maranhão IV e V, que geraram valores próximos aos da capacidade máxima durante todo o mês.

No que tange à importação por gasodutos, o volume foi 1,81 milhão de m³/dia inferior ao do mês de março. Destaca-se a diminuição da oferta de gás boliviano após recorde de importação ocorrido no mês de março. Por sua vez, diferentemente do que ocorreu em fevereiro e março, não houve gás importado da Argentina, em razão do final da vigência do primeiro aditivo ao Memorando de Entendimento para integração energética, que possibilitava o livre trânsito de gás natural brasileiro pela malha de gasodutos daquele país.



## Consumo de Gás Natural

### Comentários

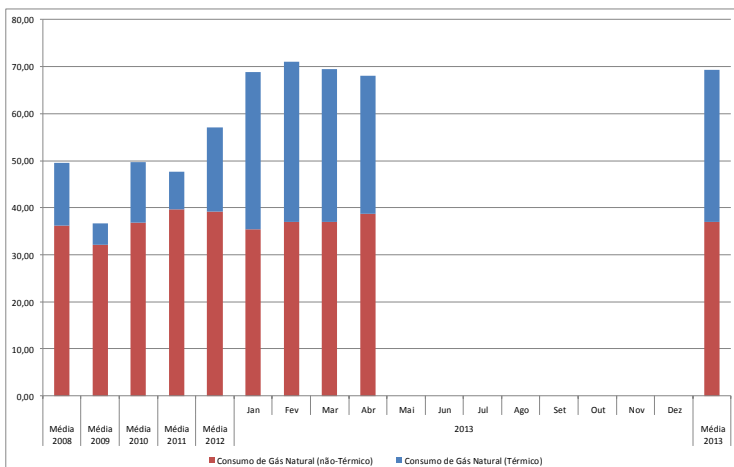
O consumo termelétrico no mês de abril caiu 1,9 milhão de m<sup>3</sup>/dia, equivalente a 4,6%, conforme comentários da página 11. Em contraposição, o segmento industrial ultrapassou pela primeira vez no ano a casa dos 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia, subindo 2,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia e demonstrando a recuperação da atividade no mês de abril/13. Comparado com o mesmo mês do ano passado, a demanda média nesse segmento subiu 1,4%. A média dos quatro primeiros meses do ano, entretanto, é 5% inferior à do mesmo período de 2012, resultado do mau desempenho dos três primeiros meses de 2013.

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013	2013 Média %
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	33,40	28,96	35,41	40,85	41,82	38,66	38,73	39,01	41,59									39,50	43,8
Automotivo	6,63	5,77	5,50	5,40	5,32	4,90	5,06	5,19	5,13									5,07	5,6
Residencial	0,72	0,74	0,79	0,87	0,92	0,66	0,91	0,74	0,91									0,80	0,9
Comercial	0,61	0,59	0,63	0,68	0,72	0,66	0,70	0,68	0,72									0,69	0,8
Geração de Energia Elétrica *	14,94	5,31	15,77	10,42	23,03	41,86	43,42	41,38	39,51									41,51	46,0
Co-geração	2,26	2,43	2,90	3,01	2,92	2,40	2,56	2,46	2,45									2,46	2,7
Outros (inclui GNC)	0,15	0,64	0,68	0,17	0,11	0,06	0,16	0,11	0,11									0,11	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>58,71</b>	<b>44,44</b>	<b>61,69</b>	<b>61,40</b>	<b>74,84</b>	<b>89,19</b>	<b>91,54</b>	<b>89,57</b>	<b>90,43</b>									<b>90,15</b>	<b>100,0</b>
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	13,50	14,51	16,20	16,22	17,22	19,71	17,80	19,28	17,88									18,69	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>72,19</b>	<b>58,95</b>	<b>77,89</b>	<b>77,62</b>	<b>92,07</b>	<b>108,90</b>	<b>109,33</b>	<b>108,85</b>	<b>108,31</b>									<b>108,84</b>	

\* Inclui consumo direto do produtor

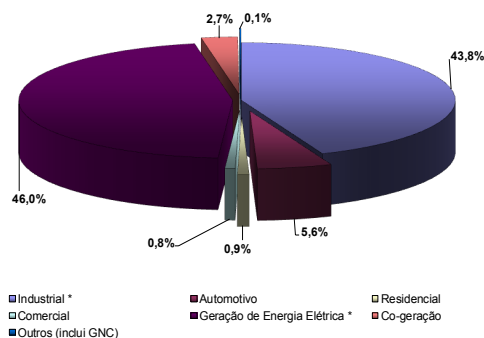
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, mai/13

### Evolução dos volumes comercializados pelos distribuidoras



### Consumo de gás natural

Média 2013



## Consumo de Gás Natural Por Distribuidora

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

Fonte: Abegás, mai/13

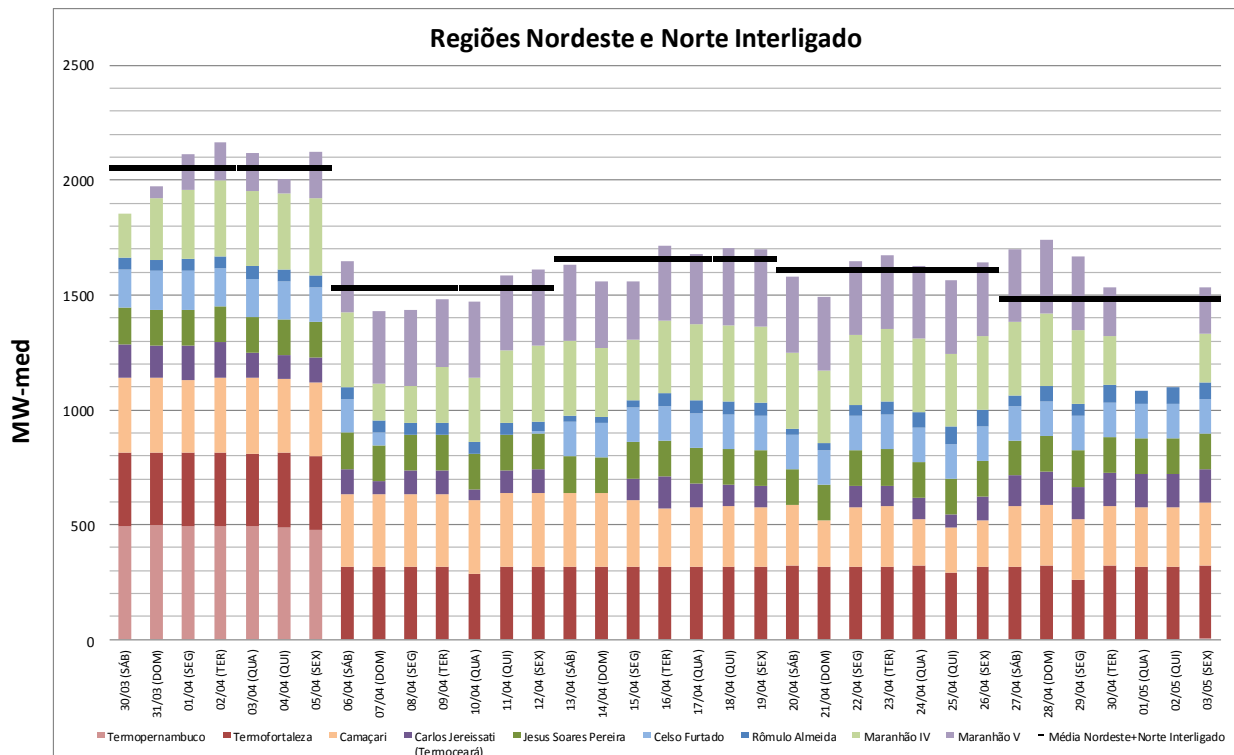
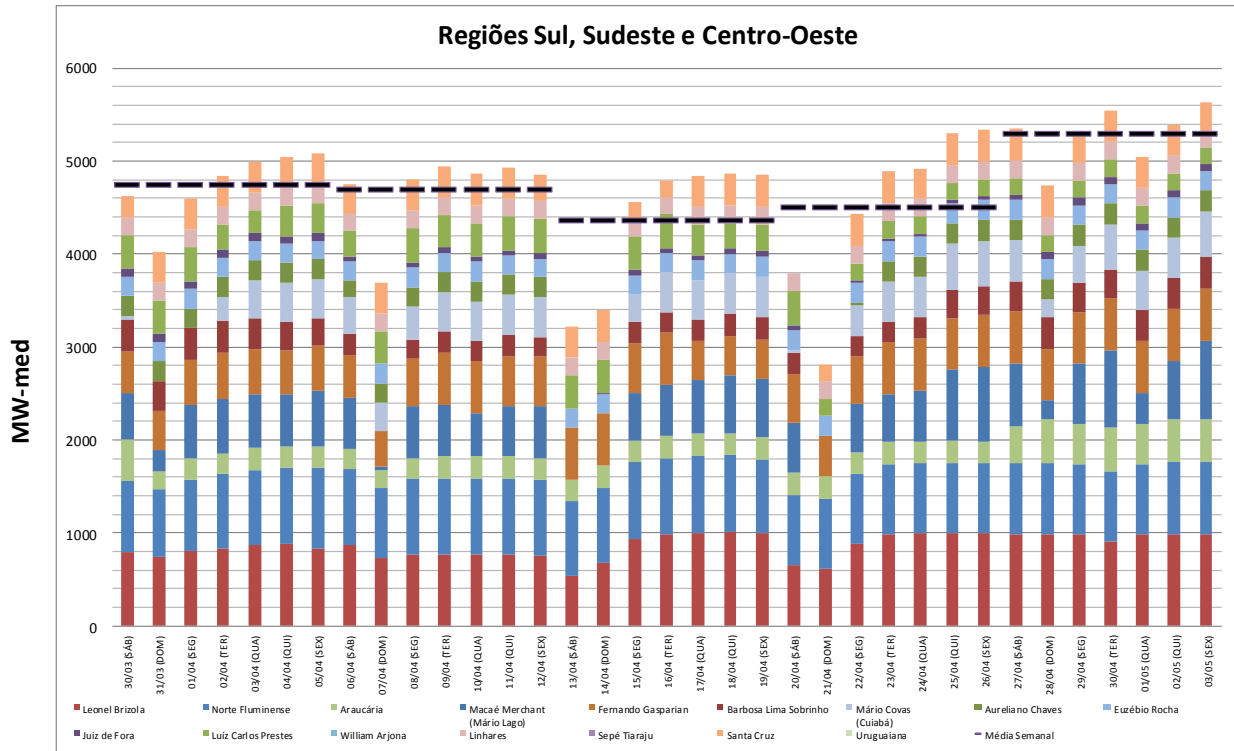
## Consumo de Gás Natural Por Distribuidora sem o Segmento Termelétrico

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013	2013 Média %
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,44	0,54	0,57	0,60	0,58	0,60									0,59	1,6
Bahiagás (BA)	3,47	3,09	3,67	3,83	3,74	3,41	3,50	3,55	3,52									3,50	9,4
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,86	2,71	1,90	1,73	1,67	2,17									1,87	5,0
Cebgás (DF)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01									0,01	0,0
Ceg (RJ)	4,92	4,27	4,84	4,86	4,59	2,72	4,10	4,34	4,27									3,86	10,4
Ceg Rio (RJ)	2,32	2,08	2,25	2,21	2,16	2,39	2,09	2,29	2,36									2,28	6,2
Cegás (CE)	0,46	0,42	0,43	0,46	0,43	0,46	0,43	0,43	0,45									0,44	1,2
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,04	0,03	0,03									0,03	0,1
Comgas (SP)	13,37	11,61	12,61	13,10	12,97	12,54	12,84	12,59	13,17									12,78	34,5
Compagás (PR)	0,87	0,81	0,96	1,01	1,02	0,87	1,03	1,02	1,08									1,00	2,7
Copergás (PE)	0,99	0,89	0,98	1,00	1,04	1,09	1,04	1,08	1,07									1,07	2,9
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,78	0,83	0,88	0,86	0,84	0,83									0,85	2,3
Gasmig (MG)	1,62	1,26	1,86	2,84	2,88	2,77	2,67	2,79	2,90									2,78	7,5
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02									0,02	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,15	0,21	0,23	0,20	0,21	0,26	0,23	0,21									0,23	0,6
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,35	0,36	0,35	0,34	0,33	0,34									0,34	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,39	0,35	0,30	0,30	0,33	0,35									0,32	0,9
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,44	1,35	1,22	1,35	1,22	1,38									1,29	3,5
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,83	1,84	1,68	1,78	1,79	1,89									1,78	4,8
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,28	0,27	0,28	0,27	0,27									0,27	0,7
Sulgás (RS)	1,38	1,31	1,49	1,80	1,79	1,80	1,67	1,63	1,82									1,73	4,7
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00									0,00	0,0
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>36,27</b>	<b>32,05</b>	<b>36,80</b>	<b>39,71</b>	<b>39,12</b>	<b>35,46</b>	<b>36,93</b>	<b>37,03</b>	<b>38,74</b>									<b>37,04</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Abegás, mai/13

# Geração Termelétrica a Gás Natural

## Sistema Interligado Nacional–SIN



### Evolução do Custo Marginal de Operação - CMO(R\$/MWh)

Semana	SE-CO	S	NE	N
30/03/2013 a 05/04/2013	296,47	296,47	296,47	296,47
06/04/2013 a 12/04/2013	187,27	187,27	188,45	188,45
13/04/2013 a 19/04/2013	149,66	149,66	151,08	149,66
20/04/2013 a 26/04/2013	126,88	126,88	130,23	126,88
27/04/2013 a 03/05/2013	274,29	274,29	274,33	274,29

Fonte: ONS, mai/2013

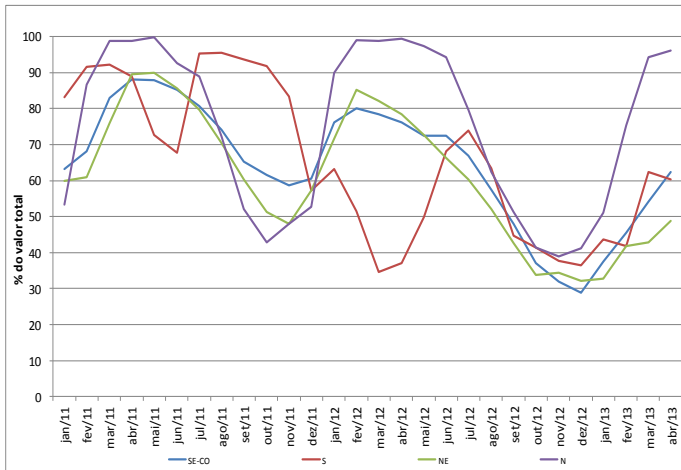
### Razões de Despacho

- EL - Elétrica
- EN - Energética
- IN - Inflexibilidade
- EX - Exportação
- TE - Teste
- GE - Garantia de Suprimento Energético. Res. CNPE 08/07 e Procedimento Operativo de Curto Prazo. Res. ANEEL 351/09
- PE - Perdas
- GFOM - Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo
- GSUB - Geração de Substituição
- ER - Energia Reposição
- UC - Ultrapassagem da CAR - Res. CNPE 08/07

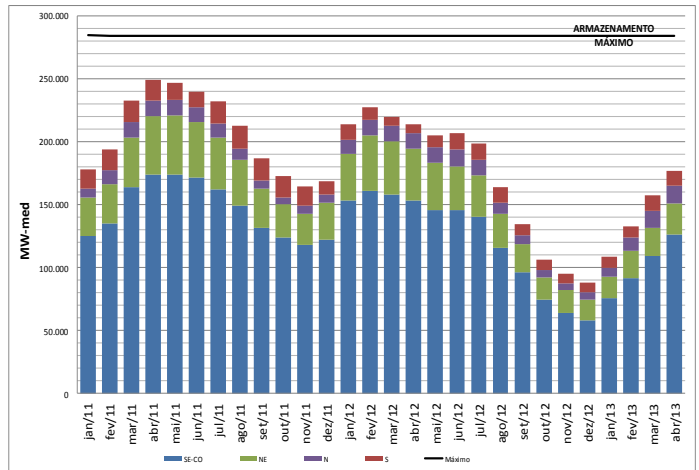
## Armazenamento e Afluências no SIN (2011-2013)

### Energia Armazenada

Em % da Capacidade de Armazenamento

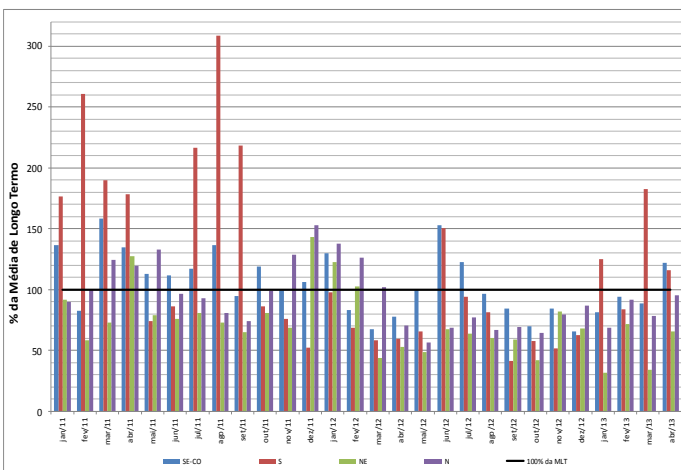


Em MW-med

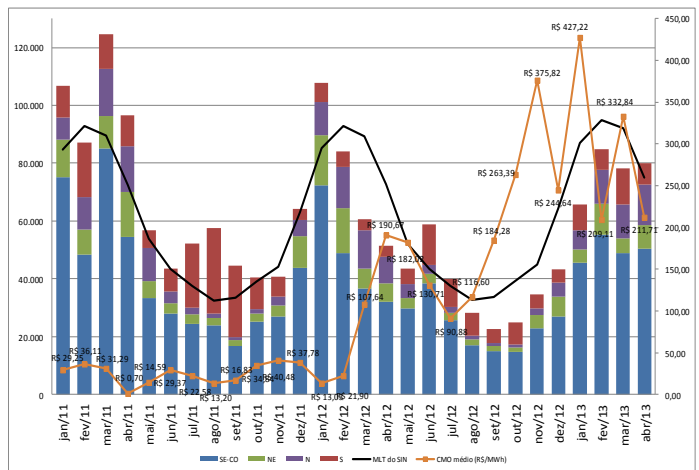


### Energia Natural Afluenta - ENA

Em % da Média de Longo Termo (MLT)



Em MW-med



## Comentários

No mês de abril foi registrada queda de 7,5% na geração termelétrica a gás natural em relação ao mês de março, sendo observada a diminuição do despacho das UTEs Termopernambuco (que ficou sem gerar por quase todo o mês), Araucária, Celso Furtado, Termoceará, e a saída da UTE Uruguiana. Em contraposição, aumentaram as médias de despacho as UTEs Nortefluminense, Termofortaleza e Maranhão V.

**Fontes:** Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS  
Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico - DMSE/MME  
Mai/2013

## Preços e Competitividade

### Preços no Brasil

Mês de referência - abril de 2013

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)				Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBTU c/ impostos)			
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)		2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia	
		sem desconto	com desconto				
Nordeste	Gás Nacional	13,4329	9,1344	17,4073	16,7330	16,2920	
Sudeste	Gás Nacional	13,1670	8,9536	20,9436	17,0977	16,4025	
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,4481	1,7814	10,2295	20,9436	17,0977	16,4025
Sul	Gás Importado	8,4679	1,7908	10,2587	12,9841	13,3193	15,9801
Centro Oeste	Gás Importado	9,7299	1,8247	11,5546	21,4615	20,2668	20,1871

Fonte: MME/SPG/DGN, mai/13.

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

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

\* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de abril/13 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 32,00% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (abril/13):	<b>2,0022</b>
---	---------------

Fonte: MME/SPG/DGN, mai/13.

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013											Média 2013		
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez	
PPT	4,21	3,86	4,25	4,74	4,60	4,59	4,67	4,67	4,65										4,65

Fonte: MME/SPG/DGN, mai/13.

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

### Preços Internacionais

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013											Média 2013			
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez		
Gás russo na fronteira da Alemanha	12,68	8,55	7,94	10,23	11,54	10,99	10,96	10,96												10,97
NBP *	11,41	4,96	6,39	9,35	9,36	10,60	10,24	10,29	10,33											10,37
Henry Hub	8,86	3,95	4,38	4,00	2,70	3,33	3,33	3,81	4,23											3,68
Petróleo Brent	17,28	10,96	14,16	19,82	19,91	20,12	20,75	19,46	17,90											19,54
Petróleo WTI	17,74	10,99	14,14	16,93	16,69	16,86	16,98	16,59	16,17											16,65
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	97,01	61,50	79,48	111,25	111,76	112,93	116,46	109,24	100,46											109,68
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	99,58	61,68	79,37	95,04	93,66	94,65	95,30	93,12	90,77											93,44

Fontes:

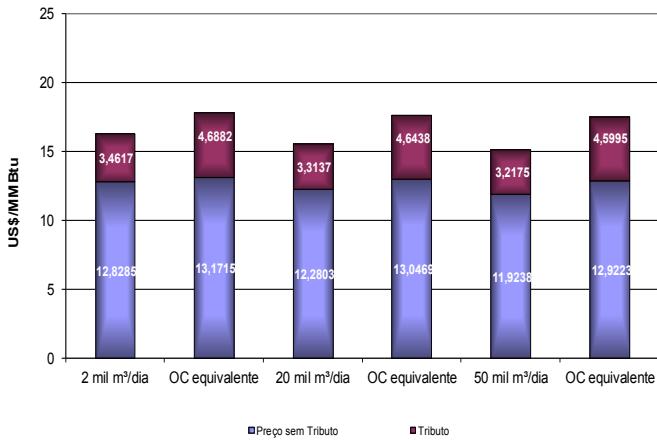
Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), mai/13.

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

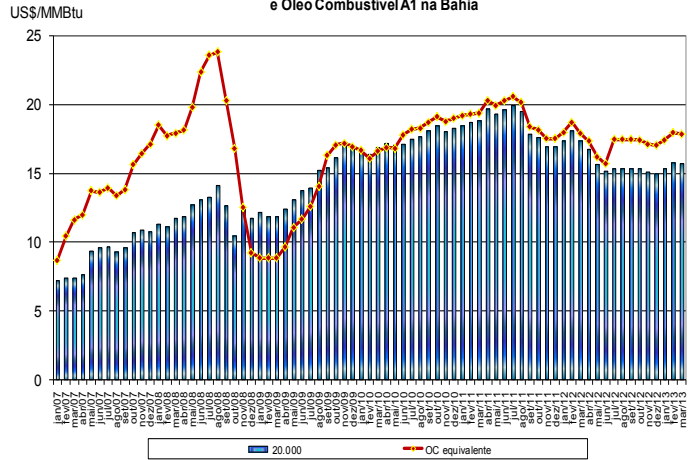
\* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

# Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS)

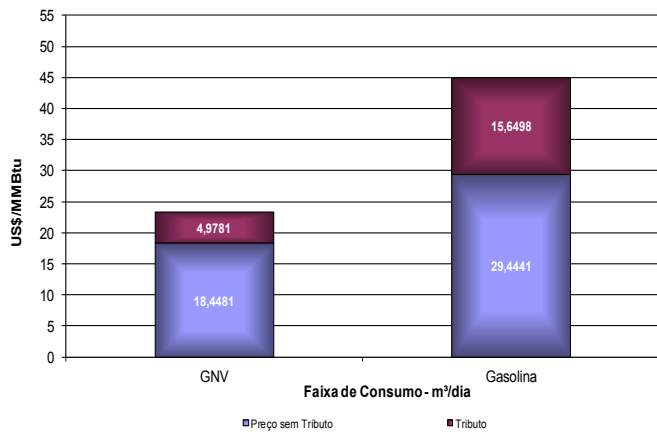
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia - abril/2013



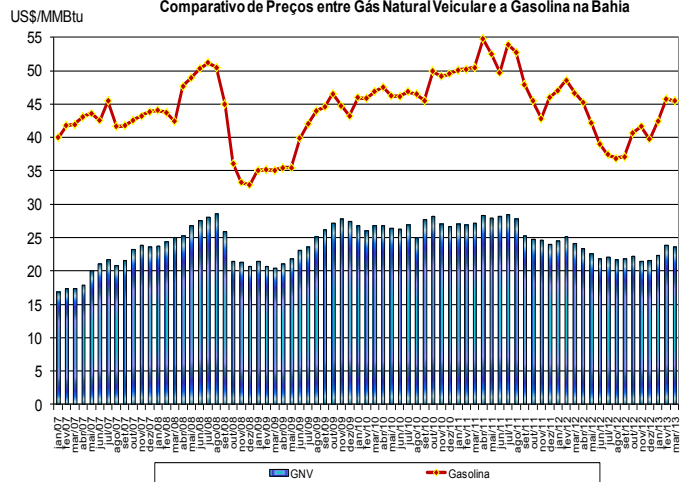
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



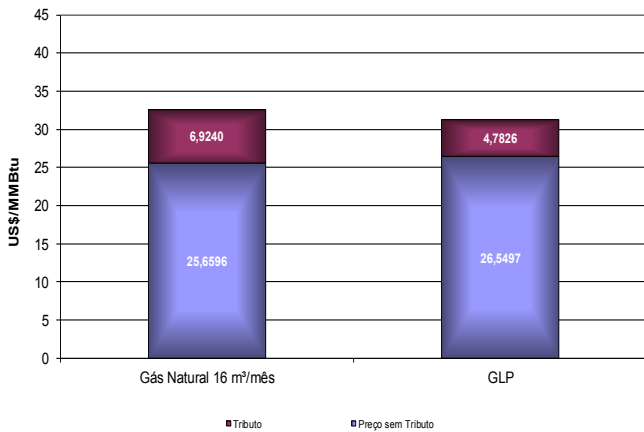
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia - abril/2013



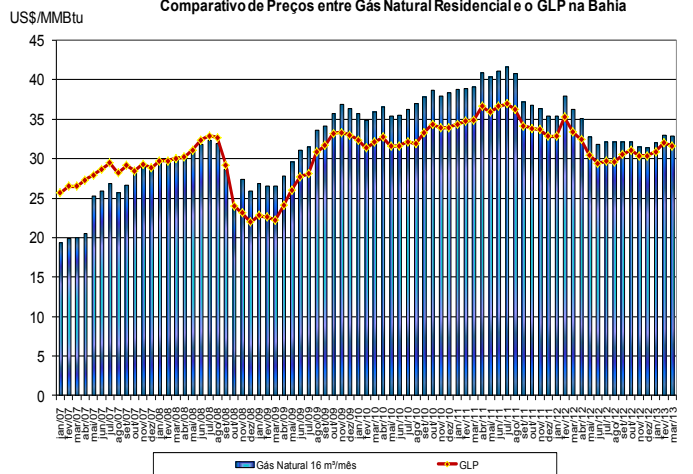
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia - abril/2013



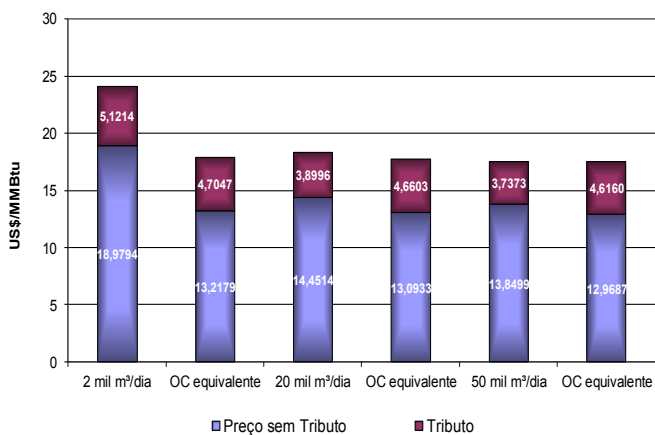
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



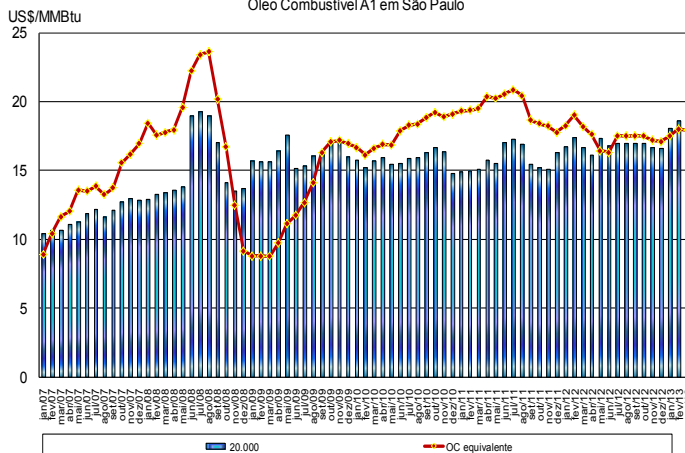
⇒ Ver nota na página 25.

# Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS)

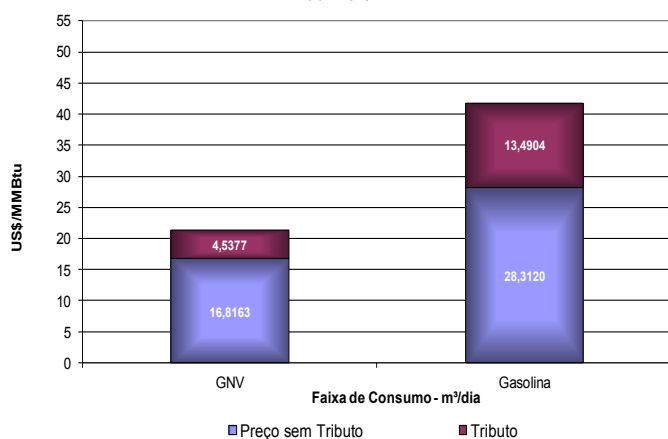
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo - abril/2013



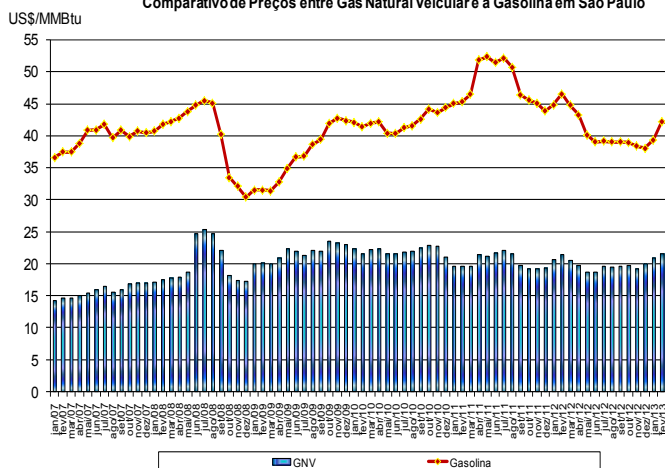
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



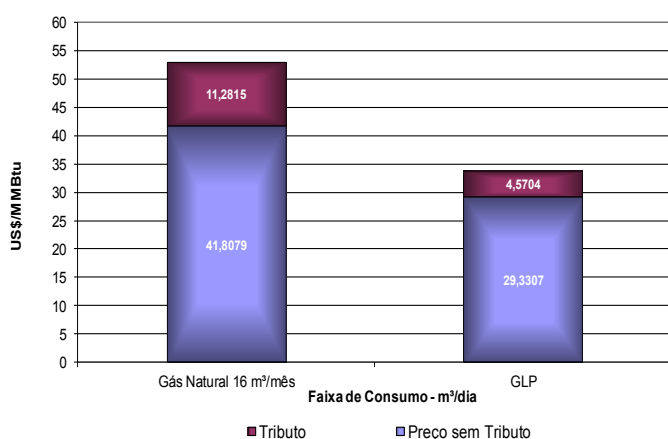
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo - abril/2013



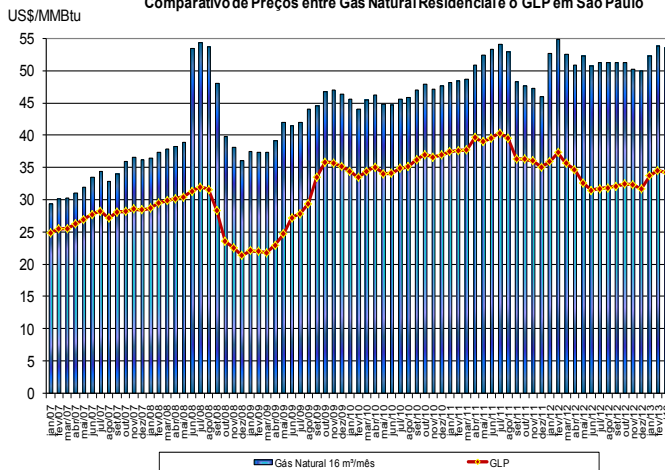
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo - abril/2013



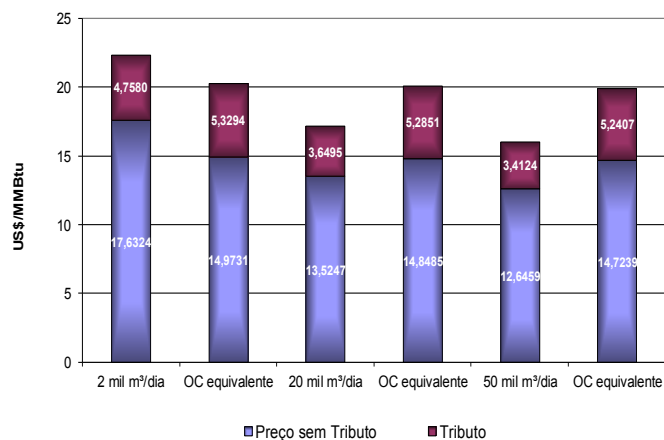
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



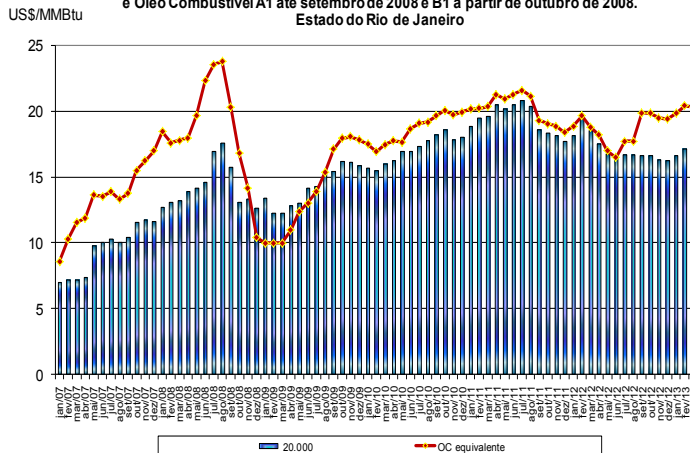
⇒ Ver nota na página 25.

# Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG)

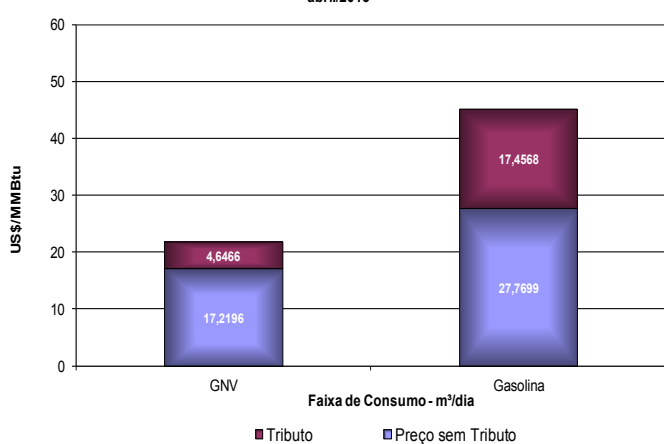
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro - abril/2013



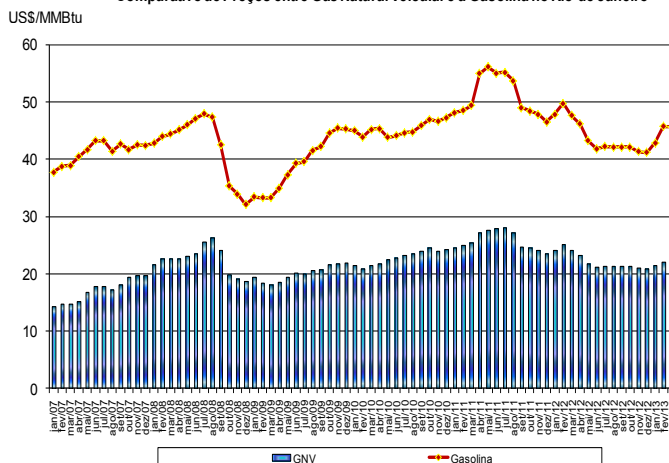
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



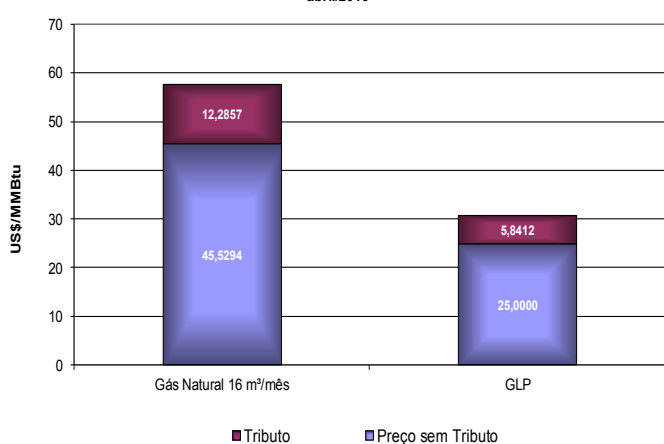
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro - abril/2013



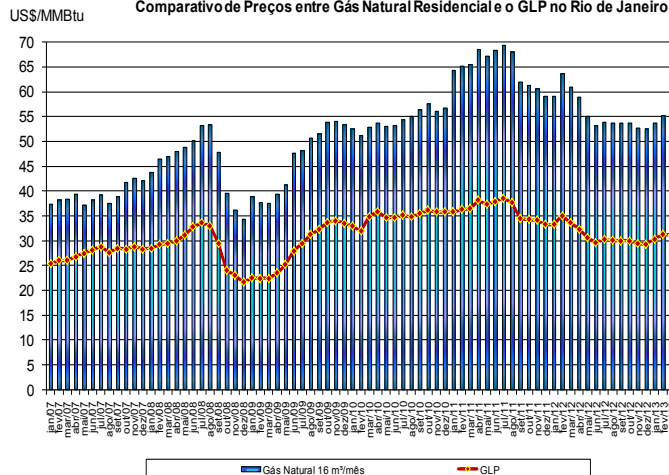
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro - abril/2013



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



⇒ Ver nota na página 25.



## Balanço na Bolívia, Chile, Argentina, Uruguai e Estados Unidos

### Bolívia (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

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

Fontes:

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

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

Exportação: Balanço PEB

mar/13

Poder Calorífico:

Gás Boliviano: 9.696 kcal/m<sup>3</sup>

### Chile (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>5,51</b>	<b>5,93</b>	<b>4,33</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>							<b>n/d</b>
<b>IMPORTAÇÃO *</b>	<b>6,63</b>	<b>1,18</b>	<b>4,35</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>							<b>n/d</b>
<b>OFERTADO AO MERCADO</b>	<b>12,15</b>	<b>7,11</b>	<b>8,68</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>							<b>n/d</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>12,15</b>	<b>7,11</b>	<b>8,68</b>	<b>11,32</b>	<b>12,72</b>	<b>12,51</b>	<b>12,28</b>	<b>13,17</b>	<b>14,14</b>	<b>13,18</b>	<b>10,72</b>							<b>12,67</b>
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,62	0,85	0,88	1,07	1,35	1,82	2,29							1,38
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,05	1,41	1,47	1,71	1,67	1,50	1,46							1,54
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	7,37	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06							0,06
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,42	8,00	7,68	8,12	8,96	7,83	5,05							7,61
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,23	2,17	2,17	2,18	2,05	1,92	1,79							2,05
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,02	0,03	0,03	0,05	0,06	0,07							0,04

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

n/d: dados não disponíveis

\* Os dados de importação foram calculados pela diferença entre a produção e o consumo interno e englobam a importação de GNL e a importação por gasodutos da Argentina

jan/13

### Uruguai (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

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

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

**Argentina (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)**

	Média	Média	Média	Média	Média	2013												Média
	2008	2009	2010	2011	2012	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2013
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>128,13</b>	<b>128,49</b>	<b>128,91</b>	<b>124,69</b>	<b>120,58</b>	<b>114,64</b>	<b>115,27</b>											<b>114,96</b>
Austral	22,86	26,24	28,58	29,63	30,42	29,22	29,89											29,56
Golfo San Jorge	12,80	13,79	14,30	13,35	14,26	13,98	13,93											13,96
Neuquina	74,85	71,54	71,22	69,08	65,34	61,81	61,97											61,89
Noroeste	17,62	16,92	14,81	12,63	10,56	9,63	9,49											9,56
Reinjeção	2,62	3,44	3,67	3,05	1,82	2,97	2,22											2,60
Convertido em Líquido	5,09	5,67	5,18	4,80	2,93	4,81	5,23											5,02
Queima e Perda	2,40	2,71	2,39	2,63	4,28	2,92	3,02											2,97
Consumo nas unidades de E&P	12,89	15,80	13,14	13,03	13,21	13,08	13,36											13,22
<b>PRODUÇÃO DISPONÍVEL</b>	<b>105,14</b>	<b>100,86</b>	<b>104,53</b>	<b>101,17</b>	<b>98,34</b>	<b>90,86</b>	<b>91,44</b>											<b>91,15</b>
<b>IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL</b>	<b>2,48</b>	<b>5,04</b>	<b>10,05</b>	<b>18,43</b>	<b>24,90</b>	<b>25,01</b>	<b>27,14</b>	<b>26,37</b>										<b>26,17</b>
Importação da Bolívia	-	-	5,06	7,46	12,48	12,77	16,62	16,49										15,29
Importação GNL	-	-	4,99	10,97	12,42	12,24	10,52	9,88										10,88
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>105,41</b>	<b>103,68</b>	<b>113,26</b>	<b>119,04</b>	<b>122,95</b>	<b>115,72</b>	<b>118,45</b>	<b>117,68</b>										<b>117,29</b>
Residencial	25,76	23,70	27,19	28,39	31,14	11,45	13,48	15,31										13,42
Comercial	4,49	4,41	4,59	4,67	5,15	2,53	2,61	3,36										2,83
Veicular	7,50	7,09	7,19	7,45	7,61	6,97	7,13	7,77										7,29
Geração Elétrica	34,02	38,30	31,22	35,62	38,83	53,54	52,92	47,75										51,40
Industriais	33,63	30,19	32,76	34,21	33,79	33,40	33,72	34,72										33,95
Consumo no sistema	-	-	10,31	8,71	6,44	7,84	8,59	8,77										8,40
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>2,36</b>	<b>2,22</b>	<b>1,19</b>	<b>0,55</b>	<b>0,29</b>	<b>0,14</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>										<b>0,13</b>
Brasil	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Chile	1,98	2,09	0,97	0,32	0,12	0,07	0,03	0,03										0,04
Uruguai	0,20	0,10	0,22	0,23	0,17	0,08	0,09	0,09										0,09

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

**Estados Unidos (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)**

	Média	Média	Média	Média	Média	jan/13	fev/13	mar/13	abr/13	mai/13	jun/13	jul/13	ago/13	set/13	out/13	nov/13	dez/13	Média
	2008	2009	2010	2011	2012													2013
<b>Produção de gás natural</b>	<b>1.986,5</b>	<b>2.026,2</b>	<b>2.084,8</b>	<b>2.214,0</b>	<b>2.308,2</b>	<b>2.577,0</b>	<b>2.117,3</b>	<b>2.406,2</b>										<b>2.375,2</b>
Gás não associado	1.172,8	1.120,9	1.030,1	956,0														
Gás associado	434,6	441,1	453,5	458,8														
Shale gás	222,4	307,8	452,1	660,8														
Coalbed methane	156,7	156,3	149,1	138,4														
Reinjeção	281,8	273,7	266,7	261,0														
Consumo E&P	94,5	99,2	100,0	102,8	107,9	118,9	98,1	111,5										109,9
Queima e perda	12,9	12,9	12,9	16,3														
Não hidrocarbonetos removidos	55,7	56,1	65,1	67,5														
Absorção em UPGNs	73,9	79,6	82,9	88,2	97,3	106,3	89,9	103,6										100,3
<b>Oferta ao mercado</b>	<b>1.467,6</b>	<b>1.504,8</b>	<b>1.557,3</b>	<b>1.678,2</b>	<b>1.756,5</b>	<b>1.935,7</b>	<b>1.594,6</b>	<b>1.811,4</b>										<b>1.786,7</b>
<b>Importação</b>	<b>308,9</b>	<b>291,7</b>	<b>291,3</b>	<b>270,2</b>	<b>243,0</b>	<b>279,6</b>	<b>214,6</b>	<b>232,3</b>										<b>243,1</b>
Por gasoduto	281,6	256,7	257,7	242,9	229,4	265,9	204,2	224,5										232,4
do Canadá	278,3	254,4	255,4	242,7	229,4	265,9	204,2	224,4										232,4
do México	3,4	2,2	2,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0										0,0
GNL	27,2	35,0	33,6	27,3	13,6	13,6	10,4	7,8										10,6
<b>Exportação</b>	<b>74,7</b>	<b>83,4</b>	<b>88,3</b>	<b>117,1</b>	<b>125,4</b>	<b>156,3</b>	<b>121,7</b>	<b>140,7</b>										<b>140,2</b>
Por gasoduto	71,7	80,8	83,4	111,5	123,2	156,3	121,7	140,6										140,1
para Canadá	43,3	54,5	57,5	72,8	75,2	100,1	77,1	87,7										88,7
para México	28,3	26,3	25,9	38,7	48,0	56,2	44,5	53,0										51,5
GNL	3,0	2,6	5,0	5,6	2,2	0,0	0,0	0,0										0,0
para Brasil	0,0	0,0	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0										0,0
<b>Oferta Líquida de gás estocado*</b>	<b>4,0</b>	<b>-23,7</b>	<b>0,8</b>	<b>-24,5</b>	<b>-0,7</b>	<b>729,7</b>	<b>552,5</b>	<b>359,5</b>										<b>547,1</b>
Estocagem	-258,8	-257,2	-255,7	-265,4	-228,4	-71,6	-38,3	-94,0										-69,0
Oferta de gás estocado	262,8	233,5	256,5	240,9	227,7	801,3	590,8	453,6										616,0
<b>Consumo no transporte e distribuição</b>	<b>50,2</b>	<b>52,2</b>	<b>52,5</b>	<b>53,2</b>	<b>55,4</b>	<b>81,2</b>	<b>65,4</b>	<b>66,4</b>										<b>71,2</b>
<b>Outros combustíveis gasosos</b>	<b>4,6</b>	<b>5,1</b>	<b>4,9</b>	<b>4,6</b>	<b>4,7</b>	<b>6,1</b>	<b>4,6</b>	<b>5,7</b>										<b>5,5</b>
<b>Ajustes</b>	<b>-0,2</b>	<b>-9,3</b>	<b>8,9</b>	<b>-15,3</b>	<b>-9,9</b>	<b>-17,3</b>	<b>-10,7</b>	<b>-12,3</b>										<b>-13,5</b>
<b>Demanda</b>	<b>1.659,9</b>	<b>1.632,9</b>	<b>1.722,5</b>	<b>1.742,8</b>	<b>1.812,8</b>	<b>2.696,1</b>	<b>2.168,5</b>	<b>2.189,6</b>										<b>2.357,5</b>
Residencial	379,6	373,4	373,1	368,4	324,2	891,2	691,2	632,1										739,7
Comercial**	244,4	243,3	241,7	246,1	225,3	483,5	390,6	370,8										415,8
Industrial	517,0	479,7	530,8	537,0	552,9	682,1	567,3	615,5										623,4
GNV	2,0	2,1	2,2	2,5	2,6	2,8	2,3	2,6										2,6
Geração termelétrica	516,9	534,4	574,6	588,9	707,8	636,5	517,2	568,5										576,0

Fonte: U.S. Energy Information Administration, mai/2013

\* Valores negativos indicam armazenamento de gás natural, enquanto que valores positivos indicam disponibilização de gás ao mercado.

\*\* Inclui combustível veicular.

## Legislação do Setor

### ⇒ Lei do Gás

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

### ⇒ Decreto de Regulamentação

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

### ⇒ Resolução CNPE

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

### ⇒ Portarias do MME

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

### ⇒ Portarias e Resoluções da ANP

- Portaria ANP nº 249, de 1º de novembro de 2000 (Dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de *royalties* e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural).
- Portaria ANP nº 1, de 6 de janeiro de 2003 (Estabelece os procedimentos para o envio das informações referentes às atividades de transporte e de compra e venda de gás natural ao mercado, aos Carregadores e à ANP).
- Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011 (Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos de Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT).
- Resolução ANP nº 44, de 18 de agosto de 2011 (Procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa).
- Resolução ANP nº 50, de 23 de setembro de 2011 (Estabelece as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais).
- Resolução ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011 (Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador).
- Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011 (Regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010, e o registro de contratos de compra e venda de gás natural).
- Resolução ANP nº 42, de 10 de dezembro de 2012 (Fixa diretrizes e regras para o compartilhamento de infraestruturas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis).

### ⇒ Temas em processo de regulamentação pelo MME:

- Diretrizes para o processo licitatório de gasodutos de transporte.

## Programa de Aceleração do Crescimento - PAC

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m³/dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia	14	set-13	set-13

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

### DESTAQUES DO PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO (PAC)

#### LICENCIAMENTO AMBIENTAL

**29/04/2013** – Emitida pelo Instituto Estadual do Meio Ambiente do Rio de Janeiro – INEA / RJ a Autorização de Operação (AO) para o ponto de entrega de gás natural “PE UTE Baixada Fluminense”

**05/06/2013** – Emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA a Licença de Operação – LO para início da produção do Campo de Lula NE, a partir do FPSO Cidade de Paraty, com capacidade de produção de 120 mil bpd de óleo e 5 MMm³/d de gás natural.

#### ANDAMENTO DOS PROJETOS

##### LULA - ÁREA DE IRACEMA SUL - FPSO Mangaratiba

**20/04/2013** – Concluída a construção do casco do navio plataforma FPSO Mangaratiba, no Estaleiro Cosco – Dailan na China. O FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) terá capacidade de produção de 150 mil bpd de óleo e 8 MM m³/d de gás natural. O início da operação está previsto para novembro de 2014 no Campo de Lula - Iracema Sul,.

##### EXPANSÃO DA MALHA SUDESTE - Fase II

**09/05/2013** – Início das obras de construção e montagem do ponto de entrega de gás “PE São Bernardo do Campo”.

##### UFN III - Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III

**11/05/2013** – Chegada do Reator de Amônia no Porto de Rio Grande (RS), com previsão de entrega da obra em 31/07/2013. Encontra-se em andamento o transporte dos equipamentos de grande porte que integrarão o *site* da Planta de Fertilizantes.

##### Plataforma P-55 - Campo Roncador Módulo 3

**20/05/2013** – Término da construção do casco da Plataforma P-55, tipo “Unidade Estacionária de Produção (UEP)”. A chegada da plataforma na locação (Campo de Roncador-Módulo 3) está prevista para julho de 2013, e o início de produção, para novembro de 2013. A plataforma terá capacidade de produção de 180 mil bpd de óleo e 6 MMm³/d de gás natural.

##### UPGN COMPERJ - ROTA 3

**30/05/13** - Recebimento das propostas do processo licitatório para contratação da execução da obra no modelo “*Turn-Key*”, com previsão de assinatura do contrato para setembro de 2013. Este empreendimento compreende a instalação no *site* COMPERJ de uma unidade de processamento de gás natural com capacidade para processar até 14 milhões de m³/d do gás natural do Pré-sal, que será escoado pelo gasoduto Rota 3.

**GASFOR II** - As obras de Construção e Montagem encontram-se em andamento, tendo sido executados os serviços de abertura de pista (81 km realizados), desfile de tubos (59 km realizados) soldagem (36 km realizados), e abertura de vala/abaixamento (11 km realizados) de um total de 83,20 km de gasoduto.

## ANEXOS

## Reservas Nacionais de Gás Natural

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>BRASIL</b>	Reservas	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012	459.399	459.178
	R/P (anos)	20	26	24	21	24	25	21	22	23	23	21
	Terra	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812	70.572	72.365
	Mar	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200	388.827	386.812
	Gás Associado	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590	332.490	330.231
	Gás Não Associado	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422	126.909	128.947
<b>Amazonas</b>	Total	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816
	Terra	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012	38.409	34.949
	Gás Não Associado	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866	19.046	16.867
<b>Ceará</b>	Total	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Gás Associado	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Rio Grande do Norte</b>	Total	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080	9.110	9.833
	Terra	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404	1.464	2.536
	Mar	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	7.297
	Gás Associado	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701	5.250	5.917
	Gás Não Associado	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380	3.860	3.916
<b>Alagoas</b>	Total	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476	3.497	3.498
	Terra	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515	2.736
	Mar	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981	762
	Gás Associado	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156	1.267	1.107
	Gás Não Associado	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321	2.230	2.391
<b>Sergipe</b>	Total	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649	3.756	4.881
	Terra	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062	1.433	1.460
	Mar	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422
	Gás Associado	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665	2.841	3.781
	Gás Não Associado	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984	915	1.100
<b>Bahia</b>	Total	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517	30.552	30.287
	Terra	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356	6.844	5.997
	Mar	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161	23.708	24.290
	Gás Associado	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546	4.435	6.963
	Gás Não Associado	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972	26.117	23.324
<b>Espírito Santo</b>	Total	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611	44.344	43.125
	Terra	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587	713	535
	Mar	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631	42.590
	Gás Associado	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603	36.268	32.532
	Gás Não Associado	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008	8.075	10.593
<b>Rio de Janeiro</b>	Total	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438
	Gás Associado	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829	227.858	226.720
	Gás Não Associado	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677	22.126	19.719
<b>São Paulo</b>	Total	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336
	Gás Associado	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293	14.491	16.584
	Gás Não Associado	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080	44.391	43.752
<b>Paraná</b>	Total	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039	1.062	1.062
	Terra	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0
	Mar	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062
	Gás Associado	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0
<b>Santa Catarina</b>	Total	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Gás Associado	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Maranhão</b>	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286

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

# Infraestrutura de Transporte

## Gasodutos de Transporte Existentes no Brasil

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
<b>Transportadora - TAG<sup>(1)</sup></b>						
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)	493,0	46	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	79,0	8	1,4	1983
NORDESTÃO I	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASAN	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVIT	Serra (ES)	Viana (ES)	4,8	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
URUCU x COARI - GARSOL	Urucu (AM)	Coari (AM)	278,0	18	4,1	1998
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASALP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracat	Aracat (CE)	Aracat (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Perambuoc	Cabo (PE)	TermoPerambuoc	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPIU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Tapui (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínea-Taubaté)	Paulínea (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 Paulínea - Jacutinga	Paulínea (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Betim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
Caraguatatuba - 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
<b>TOTAL - TRANSPETRO</b>			<b>6.333,8</b>			
<b>Transportadora - TBG<sup>(2)</sup></b>						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Araucária - Biquaçu	Araucária (PR)	Biquaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biquaçu - Siderópolis	Biquaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
<b>TOTAL - TBG</b>			<b>2.593,2</b>			
<b>Transportadora - TSB<sup>(3)</sup></b>						
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
<b>TOTAL - TSB</b>			<b>50,0</b>			
<b>Transportadora Gás Ocidente<sup>(4)</sup></b>						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>9.244,0</b>			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

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

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

TAG: Transportadora Associada de Gás

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

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

Observação 2: O Despacho da Diretoria Geral da ANP nº 1.470, de 21 de dezembro de 2012, tornou pública a informação de que 21 quilômetros do duto deixaram de integrar a malha de transporte.

Observação 3: O Despacho da Diretoria Geral da ANP nº 1.470, de 21 de dezembro de 2012, tornou pública a informação de que 41,2 quilômetros do duto, além do ramal de interligação de 1,95 quilômetro, deixaram de integrar a malha de transporte.

## Gasodutos no Exterior - Exportação de Gás Natural ao Brasil

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB <sup>(1)</sup>	Mutum		32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano <sup>(2)</sup>	Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Trecho Argentino - TGM <sup>(3)</sup>	Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
<b>TOTAL</b>			<b>1.369,0</b>			

(1) TBG - dez/05

(2) www.gasorienteboliviano.com

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

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás Transboliviano S.A.

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

# Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL Existentes e Evolução da Malha de Gás Natural

## Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL			
Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m <sup>3</sup> /dia)
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>96.696,0</b>
<b>REGIÃO SUDESTE / SUL</b>			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	2.800,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	580,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	4.500,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	4.500,0
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)	2009	4.860,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2004	1.500,0
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0
UPGN II - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UPGN III - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UAPO - Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	3.000,0
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
<b>Total Sudeste / Sul</b>			<b>62.490,0</b>
<b>REGIÃO NORDESTE</b>			
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
<b>Total Nordeste</b>			<b>24.500,0</b>
<b>REGIÃO NORTE</b>			
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
<b>Total Norte</b>			<b>9.706,0</b>

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 <sup>3</sup> /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	20 <sup>(1)</sup>	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09

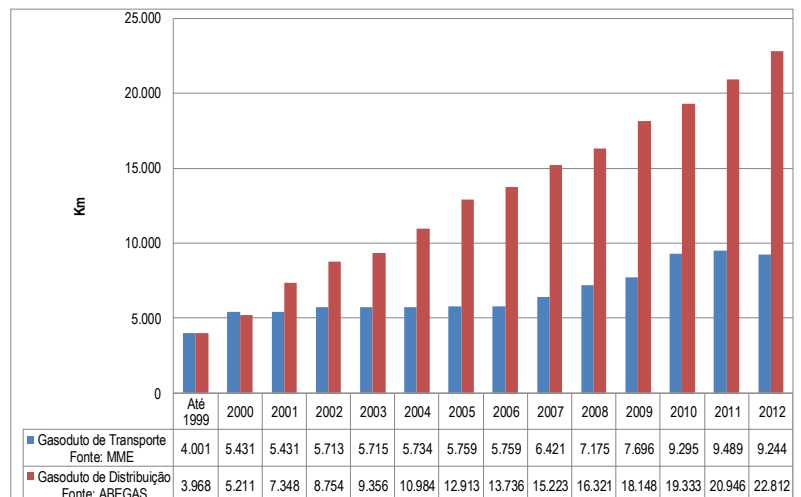
<sup>(1)</sup> A capacidade de regaseificação do terminal foi ampliada em dezembro de 2012.

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

## Gasodutos de Escoamento da Produção e de Transferência

A ANP publicou em seu sítio a lista de gasodutos de escoamento da produção totalizando 254 dutos (4.650 km) e de gasodutos de transferência totalizando 5 dutos (30 km).

## Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição





## Parque Térmico a Gás Natural

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN						
UTEs em Operação						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Carta Compromisso	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	259,87
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	349	198,10
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	529	4,57	MT	-	463,79
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	206	224,28
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	357	320,92
Piratininga 1 e 2 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	SP	-	470,34
Piratininga 3 e 4 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	SP	169	233,27
Bahia I (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	BA	29	647,16
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	154,19
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	188,54
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	151,98
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) <sup>(10)</sup>	ca	385	7,46	MS	241	126,69
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	-	101,28
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	348,77
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85
Norte Fluminense - Preço 1					400	37,80
Norte Fluminense - Preço 2					100	58,89
Norte Fluminense - Preço 3					200	102,84
Norte Fluminense - Preço 4					85	149,33
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	<b>5.881</b>	-	-	<b>4.310</b>	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	147	674,64
Uruguaiana <sup>(3)</sup>	cc	640	4,37	RS	-	719,99
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	304,42
<b>TOTAL Sul</b>	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>605</b>	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	732,99
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	205,25
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	287,83
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	258,85
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	217,82
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	101,47
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	70,16
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-
Maranhão IV	ca	338	5,91	MA	-	94,12
Maranhão V	ca	338	5,91	MA	-	94,12
<b>TOTAL Norte Interligado</b>	-	<b>676</b>	-	-	<b>0</b>	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	<b>10.002</b>	-	-	<b>6.513</b>	-
UTEs em Fechamento de Ciclo <sup>(4)</sup>						
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	88	4,24	RS	fev/14	
UTEs em Construção						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Baixada Fluminense <sup>(6)</sup>	cc	530	n/d	RJ	out/14	
Maranhão III <sup>(6)</sup>	cc	499	n/d	MA	jun/14	
MC2 Nova Venécia <sup>(6)</sup>	ca	176,2	n/d	MA	jun/13	
UTEs do Sistema Manaus						
Usina	Tipos de Máquinas	Potência <sup>(9)</sup> (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	
<b>TOTAL</b>	-	<b>188</b>	<b>478</b>	<b>666</b>	<b>470</b>	

Fontes: ANEEL/Petrobras, maio de 2013.  
ONS, Fax-preço semana operativa 27/04/2013 a 03/05/2013.  
DMSE/SEE/IME, maio de 2013.

#### LEGENDA:

ca - Turbina em Ciclo Aberto  
cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor  
cc - Turbina em Ciclo Combinado  
ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor  
Motor - Motor a gás natural

#### NOTAS:

- (1) Usina utilizada para geração em substituição.
- (2) UTEs Piratininga 1 e 2, Piratininga 3 e 4 e Bahia I constam da Carta Compromisso.
- (3) UTE Uruguaiana indisponível por falta de gás natural.
- (4) Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.
- (5) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17/09/2008.
- (6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-5, de 30/09/2008.
- (7) A mudança das características e a transferência de titularidade dessas usinas foi autorizada pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa 3.032, de 16 de agosto de 2011.
- (8) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011.
- (9) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural.
- (10) Aumento de potência instalada após Despacho nº 1.111 da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, de 04 de abril de 2012.



## Autorizações para Importação e Exportação de Gás Natural

### AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Empresa Importadora	País de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Sulgás	Argentina	2,8 milhões m <sup>3</sup> /dia	UTE Uruguiana RS	Portaria MME nº 1, de 3/01/2013	31/12/2013
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutim/MS)	30 milhões de m <sup>3</sup> /dia	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Portaria MME nº 447, de 1º/08/2012	1º/07/2019
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,24 M milhões de m <sup>3</sup> /dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME nº 44, de 4/02/2013 <sup>(1)</sup>	31/12/2013
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS (renovação requerida)	diversos produtores de GNL	Até 40 milhões de m <sup>3</sup> de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME nº 30, de 30/01/2013	31/1/2015
MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m <sup>3</sup> /mês	MT (setores: res. com. serv. ind. fert. coqer e GNV)	Portaria MME nº 78, de 4/03/2013	31/12/2018

### AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL <sup>(2)</sup>

Empresa Exportadora	Local de Saída	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Terminais de Regaseificação de Pécem e da Baía da Guanabara	Até 3,204 milhões de m <sup>3</sup> de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 464, de 9 de agosto de 2012	31/12/2013

Fontes: MME, mai/13

(1) Prorroga a validade da Portaria MME nº 213, de 11/04/2012.

(2) Reexportação de cargas ociosas de gás natural liquefeito - GNL, segundo estabelecido na Portaria MME nº 67/2010.

## Notas Metodológicas

### Conversões de Unidades — Valores Típicos\*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	=	0,028 BCM (bilhões m <sup>3</sup> )
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)		28,32 BCM (bilhões m <sup>3</sup> )
1 MMBTU		26,81 m <sup>3</sup>
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)		3,60 milhões m <sup>3</sup> /dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões m <sup>3</sup> /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões m <sup>3</sup> /dia

\* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m<sup>3</sup>

GNL: Conversão de volume 600:1 e massa específica 456 kg/m<sup>3</sup>;

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 14 a 16)

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

#### Poder Calorífico Superior (PCS)

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