

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Destaques do mês de novembro

- ⇒ **Produção nacional:** Após bater recorde no mês anterior, produção nacional cai 1 milhão de m<sup>3</sup>/d e fecha novembro em 91,7 milhões de m<sup>3</sup>/d, segunda maior média histórica. **(pags. 03 e 04)**
- ⇒ **Queima de gás natural:** Aumento de 13,7% na queima de gás natural, influenciado pela recente entrada em operação dos FPSOs Cidade de Mangaratiba e Cidade de Ilha Bela. **(pag. 05)**
- ⇒ **Importação:** Redução de 4,0% na importação de gás natural boliviano e aumento de 17,9% na regaseificação de GNL. **(pag. 06)**
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Despacho termelétrico elevado colabora para que consumo atinja segundo maior valor histórico. **(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	14
Balanço de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina, Uruguai e Estados Unidos da América.	18
Legislação do Setor	20
Programa de Aceleração do Crescimento - PAC	21
ANEXOS	
Reservas Nacionais de Gás Natural	22
Infraestrutura de Transporte de Gás Natural	23
Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL e Evolução da Malha de Gás Natural	24
Parque Térmico a Gás Natural	26
Notas Metodológicas	26

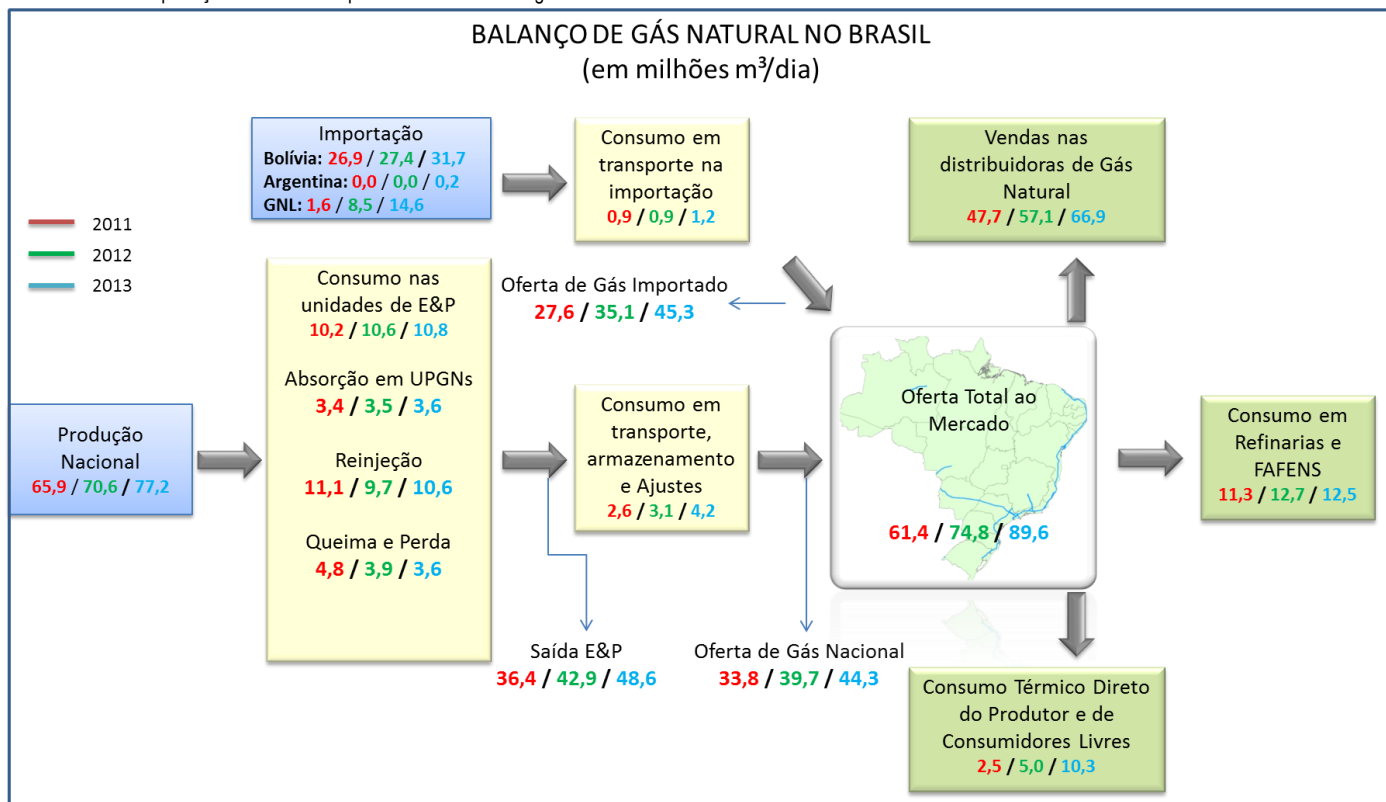
---

## Balanço de Gás Natural No Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	57,91	62,84	65,93	70,58	77,19	80,36	83,25	83,41	82,86	84,54	86,57	87,88	90,91	88,93	92,69	91,70		86,66
Reinjeção	11,92	12,53	11,07	9,68	10,64	13,73	14,65	14,98	15,23	15,88	15,51	14,55	15,35	15,89	16,73	16,74		15,39
Queima e perda	9,38	6,64	4,81	3,95	3,57	4,79	4,29	4,33	4,64	4,74	4,26	4,50	4,55	3,95	3,88	4,41		4,40
Consumo nas unidades de E&P	8,45	9,72	10,15	10,57	10,85	10,84	10,92	11,08	11,07	11,31	11,30	11,45	11,68	11,72	11,68	11,90		11,36
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,67	2,35	2,64	3,14	4,24	5,28	4,28	3,65	2,03	3,85	4,29	2,79	3,69	4,45	5,66	3,39		3,94
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,39	3,56	3,43	3,52	3,56	3,24	3,36	3,39	2,96	3,51	3,53	3,75	3,68	3,82	3,96	3,93		3,56
Oferta de gás nacional ao mercado	22,10	28,04	33,83	39,73	44,33	42,48	45,75	45,98	46,91	45,25	47,68	50,84	51,96	49,10	50,78	51,32		48,02
<b>IMPORTAÇÃO</b>	22,92	34,55	28,50	36,04	46,47	43,68	54,14	57,91	55,53	58,62	51,94	51,95	54,14	49,44	51,45	53,53		52,93
Bolívia	22,20	26,91	26,86	27,54	31,75	32,07	32,97	33,39	32,73	33,29	32,90	33,54	34,03	32,99	32,54	31,24		32,89
Argentina	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,81	0,51	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,20
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,72	7,64	1,64	8,50	14,56	11,61	21,17	23,72	22,30	24,46	19,03	18,41	20,11	16,44	18,90	22,29		19,84
Consumo em transporte na importação	0,58	0,89	0,93	0,93	1,17	1,25	1,25	1,22	1,29	1,29	1,18	1,25	1,28	1,16	1,20	1,13		1,23
Oferta de gás importado ao mercado	22,35	33,66	27,57	35,11	45,31	42,43	52,89	56,69	54,24	57,33	50,76	50,70	52,86	48,27	50,25	52,40		51,70
<b>OFERTA TOTAL AO MERCADO</b>	44,45	61,70	61,40	74,84	89,64	84,90	98,64	102,67	101,16	102,59	98,44	101,53	104,82	97,38	101,02	103,72		99,72
Venda nas distribuidoras de gás natural	36,70	49,73	47,67	57,12	66,90	62,60	73,62	75,55	74,77	76,49	70,83	73,39	76,43	72,60	74,26	76,00		73,31
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	7,09	9,12	11,28	12,69	12,48	12,51	14,02	14,36	14,39	13,78	13,91	14,47	14,14	13,26	13,66	14,19		13,88
Consumos térmicos direto do produtor e de Consumidores Livres (Celso Furtado/Rômulo Almeida/ Canoas/Termoará/Termoçu/Euzébio Rocha/ Cuiabá / Maranhão IV e V)	0,66	2,84	2,46	5,03	10,26	9,79	11,00	12,76	12,01	12,31	13,70	13,67	14,25	11,52	13,10	13,54		12,52
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	49,7%	45,4%	55,1%	53,9%	49,5%	50,0%	46,4%	44,8%	46,4%	44,1%	48,4%	50,1%	49,6%	50,4%	50,3%	49,5%		48,2%

Fonte: ANP, ABEGAS, TSB e PETROBRAS, dez/14

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

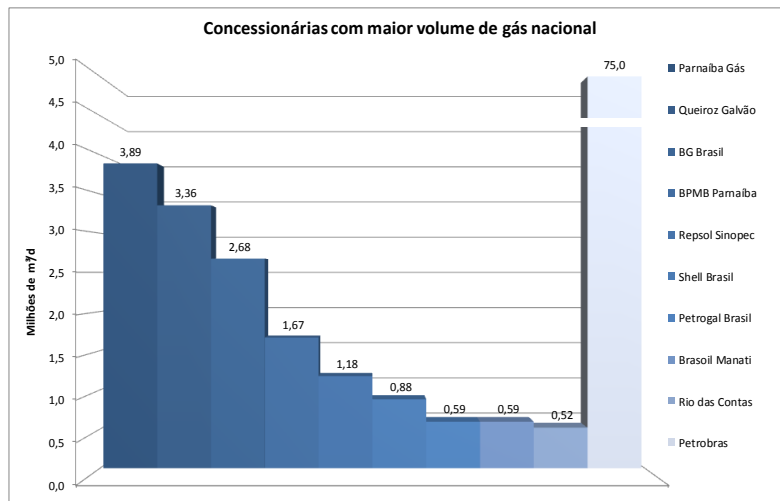


**Equipe do Departamento de Gás Natural:** Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Massaharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, Rodrigo Willians de Carvalho e Jaqueline Meneghel Rodrigues



## Produção Nacional: Concessionárias

Do volume total produzido (91,7 milhões de m³/d) 98,5% está concentrado em dez Concessionárias (a Petrobras respondeu por 81,7% do total). O gráfico a seguir apresenta a distribuição da produção nacional das dez concessionárias.

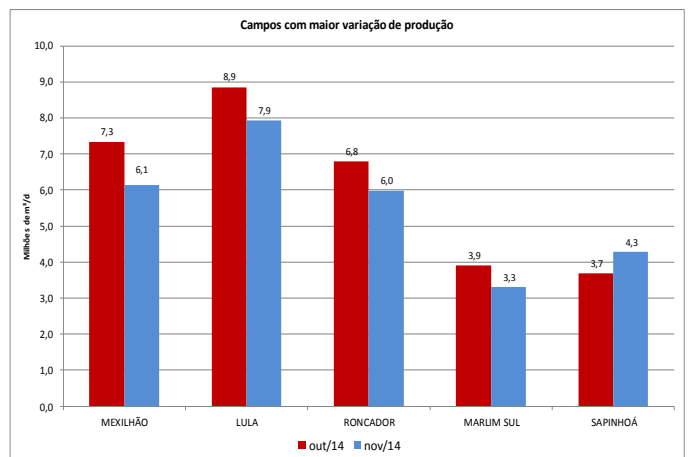
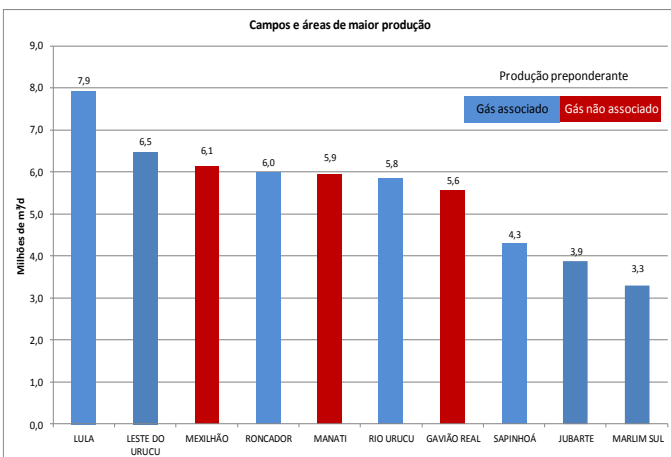


Em relação ao mês anterior, houve redução de 1,0% na produção nacional.

## Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural, responsáveis por 60,3% da produção nacional.

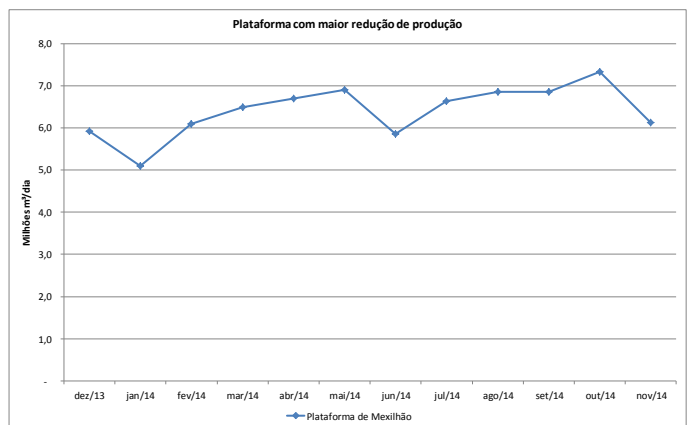
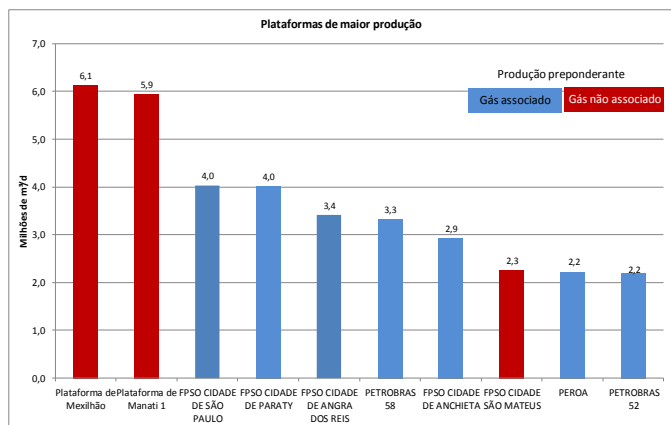
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção. Destaca-se que dos campos apresentados somente em Sapinhoá houve aumento de produção.



## Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de novembro/2014.

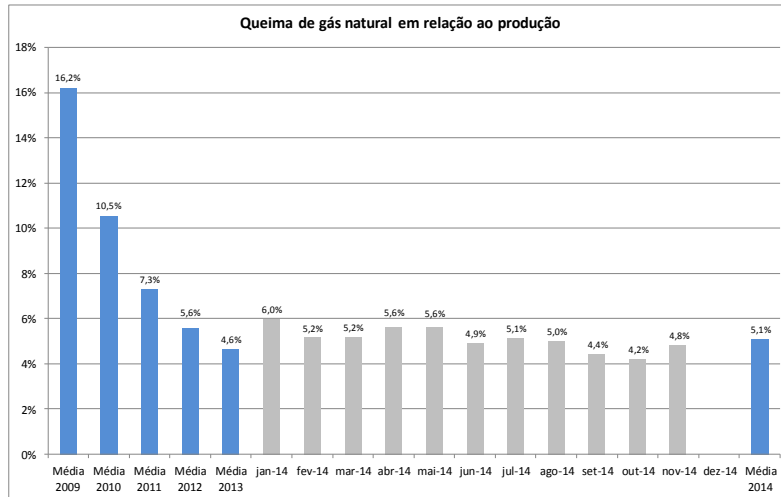
O gráfico abaixo apresenta histórico de produção da UEP com maior redução de produção (plataforma de Mexilhão). Destaca-se que apesar da redução a plataforma de Mexilhão foi a UEP de maior produção em novembro de 2014.



As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 39,3% da produção nacional.

A redução de produção na plataforma de Mexilhão deveu-se à parada programada realizada no início do mês de novembro.

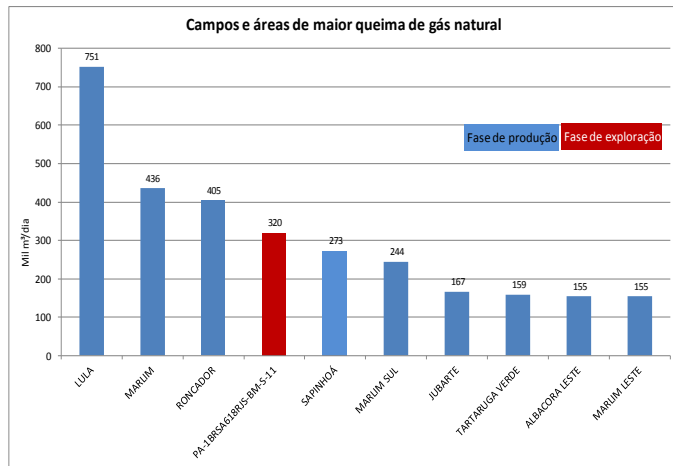
## Queima de Gás em relação à produção



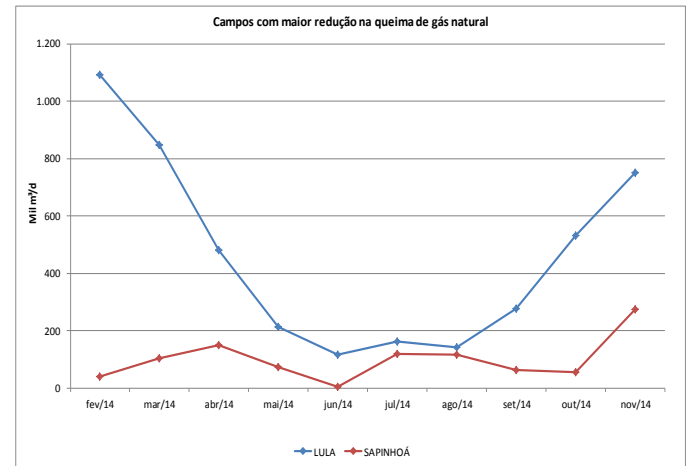
O volume de queima de gás natural aumentou de 3,88 para 4,41 milhões de m³/d, influenciado pela recente entrada em operação dos FPSOs Cidade de Mangaratiba e Cidade de Ilha Bela.

## Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos e áreas exploratórias com maior volume de queima gás natural no mês de novembro/14, sendo estes responsáveis por 69% do volume total.

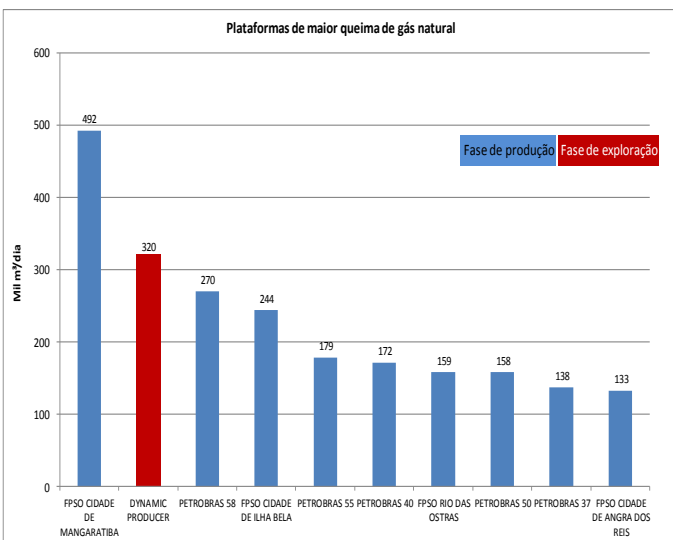


O gráfico abaixo apresenta histórico dos campos de Lula e Sapinhoá (ambos na Bacia de Santos), que apresentaram maior aumento do volume de queima de gás natural.



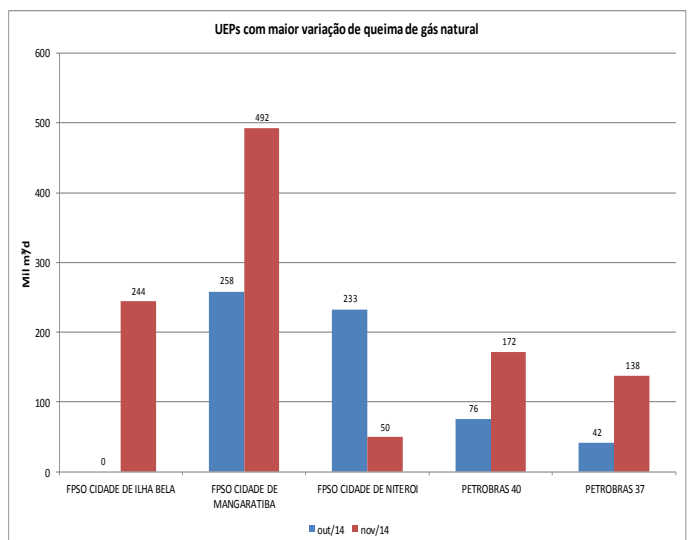
## Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de novembro de 2014.



As UEPs apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 51% do volume total de gás natural queimado no País.

O gráfico abaixo apresenta comparativo de queima de gás natural das UEPs de maior variação na queima de gás natural.



O FPSO Cidade de Ilha Bela e o FPSO Cidade de Mangaratiba, UEPs de maior influência no aumento da queima de gás natural, estão localizados nos campos de Sapinhoá e Lula, respectivamente. O Primeiro entrou em operação em 20/11/2014 e o segundo em 14/10/2014.



## Importação e Reexportação de Gás Natural

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

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			2014																	Média 2014
			Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	22,20	26,90	26,85	26,66	30,64	32,04	31,85	31,61	31,80	31,83	30,98	31,57	31,83	30,79	30,66	29,79		31,34
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,00	0,01	0,89	1,10	0,00	1,12	1,78	0,93	1,43	1,93	1,97	2,20	2,21	1,85	1,45		1,53
		MTGás	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00		0,01
<b>Subtotal</b>			<b>22,20</b>	<b>26,91</b>	<b>26,86</b>	<b>27,56</b>	<b>31,75</b>	<b>32,07</b>	<b>32,97</b>	<b>33,39</b>	<b>32,73</b>	<b>33,29</b>	<b>32,90</b>	<b>33,54</b>	<b>34,03</b>	<b>32,99</b>	<b>32,54</b>	<b>31,24</b>		<b>32,88</b>
Argentina	Sulgás (TSB)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,81	0,51	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,20
	<b>Subtotal</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,17</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,81</b>	<b>0,51</b>	<b>0,87</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>Gás Natural Liquefeito - GNL *</b>			<b>0,72</b>	<b>7,64</b>	<b>1,64</b>	<b>8,50</b>	<b>14,57</b>	<b>11,61</b>	<b>21,17</b>	<b>23,72</b>	<b>22,30</b>	<b>24,46</b>	<b>19,03</b>	<b>18,41</b>	<b>20,11</b>	<b>16,44</b>	<b>18,90</b>	<b>22,29</b>		<b>19,86</b>
Terminal GNL de Pecém *			0,64	2,49	1,13	1,95	3,53	3,41	4,16	3,31	2,28	3,88	3,84	3,12	3,85	3,97	4,16	3,82		3,61
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,08	5,15	0,51	6,55	10,94	8,06	12,89	18,94	10,75	16,30	13,64	9,44	11,76	3,92	5,77	8,88		10,94
Terminal GNL da Bahia *			-	-	-	-	-	0,14	4,12	1,46	9,28	4,27	1,56	5,85	4,50	8,55	8,97	9,59		5,29
<b>TOTAL</b>			<b>22,92</b>	<b>34,55</b>	<b>28,50</b>	<b>36,04</b>	<b>45,97</b>	<b>43,68</b>	<b>54,14</b>	<b>57,91</b>	<b>55,53</b>	<b>58,62</b>	<b>51,94</b>	<b>51,95</b>	<b>54,14</b>	<b>49,44</b>	<b>51,45</b>	<b>53,53</b>		<b>52,93</b>
Consumo em transporte na importação			0,58	0,89	0,93	0,93	1,18	1,25	1,25	1,22	1,29	1,29	1,18	1,25	1,28	1,16	1,20	1,13		1,23
<b>Oferta de gás importado</b>			<b>22,35</b>	<b>33,66</b>	<b>27,57</b>	<b>35,11</b>	<b>44,79</b>	<b>42,43</b>	<b>52,89</b>	<b>56,69</b>	<b>54,24</b>	<b>57,33</b>	<b>50,76</b>	<b>50,70</b>	<b>52,86</b>	<b>48,27</b>	<b>50,25</b>	<b>52,40</b>		<b>51,70</b>

Fontes: ANP e TBG, dez/14

\* 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
ANUAL	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
	Total 2013	2.835.082.921	3.723.940.591	8.166.536	4.899.921.830	14,73	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega; França; Angola; Egito; Portugal	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
MENSAL	Total Jan/14	105.058.165	146.769.512	321.863	193.117.779	13,85	Nigéria, Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
	Total fev/14	87.632.010	109.678.461	240.523	144.313.764	15,45	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
	Total mar/14	68.557.656	72.458.319	158.900	95.339.893	18,30	Guiné Equatorial	Rio de Janeiro - RJ
	Total abr/14	416.075.689	472.741.760	1.036.714	622.028.632	17,02	Guiné Equatorial	Rio de Janeiro - RJ
	Total mai/14	562.971.386	666.698.185	1.462.057	877.234.454	16,33	Bélgica, Espanha, Guiné Equatorial, Nigéria, Noruega, Portugal, Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ e Pecém - CE
	Total jun/14	95.644.637	120.106.419	263.391	158.034.762	15,40	Guiné Equatorial e Nigéria	Rio de Janeiro - RJ e Pecém - CE
	Total jul/14	612.133.681	744.789.813	1.633.311	979.986.596	15,90	Espanha, Estados Unidos, Guiné Equatorial, Nigéria, Holanda, Portugal e Trinidad e Tobago	Bahia - BA, Pecém - CE e Rio de Janeiro - RJ
	Total ago/14	400.708.831	500.110.469	1.096.733	658.040.091	15,50	Catar, Espanha, Guiné Equatorial, Nigéria, Portugal, Trinidad e Tobago	Bahia - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total set/14	46.614.226	75.459.986	165.482	99.289.455	11,95	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
	Total out/14	360.127.611	585.673.893	1.284.373	770.623.543	11,89	Catar, Emirados Árabes Unidos, Espanha, Nigéria, Noruega, e Trinidad e Tobago	Bahia - BA e Rio de Janeiro - RJ
DETALHADO	nov/2014	73.462.372	111.687.201	244.928	146.956.843	12,72	Nigéria	Bahia - BA
	nov/2014	36.155.485	60.077.593	131.749	79.049.464	11,64	Noruega	Bahia - BA
	nov/2014	16.898.684	26.392.229	57.878	34.726.617	12,38	Países Baixos (Holanda)	Rio de Janeiro - RJ
	nov/2014	10.618.812	14.885.954	32.645	19.586.782	13,80	Trinidad e Tobago	Bahia - BA
	Total nov/14	137.135.353	213.042.977	467.200	280.319.707	12,45	Nigéria, Noruega, Holanda e Trinidad e Tobago	Bahia - BA e Rio de Janeiro - RJ
<b>Total 2014</b>	<b>2.892.659.245</b>	<b>3.707.529.794</b>	<b>8.130.548</b>	<b>4.878.328.676</b>	<b>15,09</b>	<b>Catar, Estados Unidos, Noruega, Holanda, Nigéria, Trinidad e Tobago, Guiné Equatorial, Angola, Espanha, Portugal</b>	<b>Rio de Janeiro - RJ, Pecém - CE e Bahia - BA</b>	

Fonte: Aliceweb - MDIC, dez/2014

\* 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.

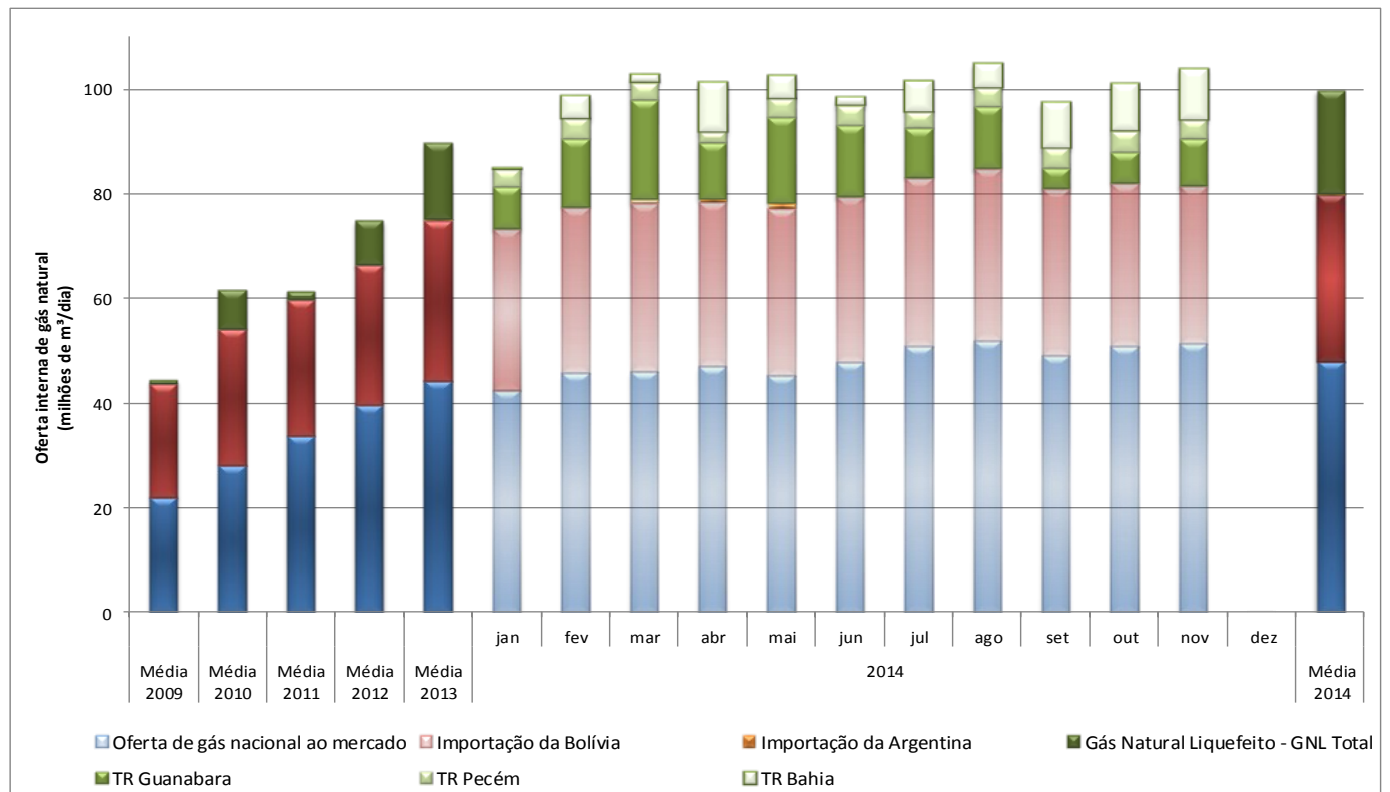
### Reexportação de Gás Natural Liquefeito-GN (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 67/2010)

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
Total 2012	137.031.471	229.892.409	504.150	302.490.012	11,53	Japão; Argentina; Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	23.179.468	26.984.926	59.177	35.506.482	16,61	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
abr/2014	27.095.571	25.682.259	56.321	33.792.446	20,41	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
set/2014	1.425.868	1.503.200	3.296	1.977.895	18,35	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
out/2014	22.540.361	38.072.233	83.492	50.095.043	11,45	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
<b>Total 2014</b>	<b>51.061.800</b>	<b>65.257.692</b>	<b>143.109</b>	<b>85.865.384</b>	<b>15,13</b>	<b>Argentina</b>	<b>Rio de Janeiro - RJ</b>

Fonte: Aliceweb - MDIC, dez/2014

\* 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 aumento do consumo de gás natural em novembro impactou tanto a oferta de gás nacional (aumento de 0,54 MMm<sup>3</sup>/d) quanto a regaseificação de gás natural liquefeito - GNL (aumento de 3,39 MMm<sup>3</sup>/d). As participações do gás nacional, do gás importado da Bolívia e da regaseificação de GNL na oferta total foram de 49,5%, 29,0% e 21,5%, respectivamente.

Interessante destacar que, apesar de a produção nacional ter sido reduzida de 92,69 para 91,70 MMm<sup>3</sup>/d, a oferta nacional aumentou de 50,78 para 51,32 MMm<sup>3</sup>/d. Contribuiu para esse fato a redução do conjunto consumo no transporte-armazenamento-ajustes, que caiu de 5,66 para 3,39 MMm<sup>3</sup>/d.

Pelo terceiro mês consecutivo houve redução na importação de gás natural boliviano (-1,3 MMm<sup>3</sup>/d), sendo essa verificada tanto no gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL (redução de 30,66 para 29,79 MMm<sup>3</sup>/d), em razão de campanha de estimulação de poços realizada em campos bolivianos, quanto pelo gasoduto Lateral Cuiabá (redução de 1,85 para 1,45 MM m<sup>3</sup>/d), em decorrência do período de manutenção pelo qual passou a UTE Cuiabá, que operou com metade da capacidade até o dia 19/nov.



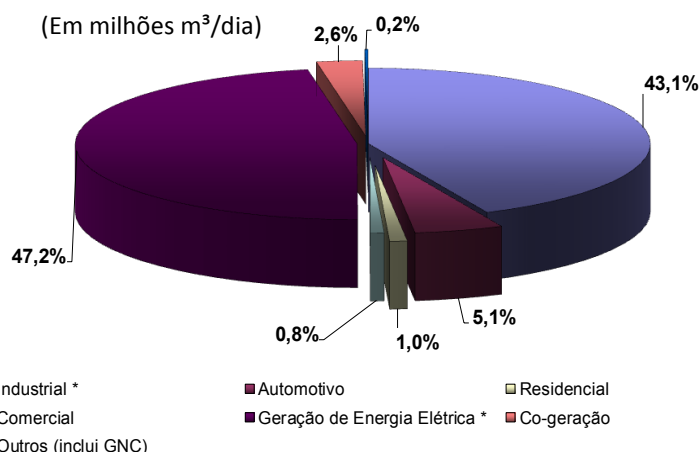
## Consumo de Gás Natural

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014	2014 Média %
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	28,96	35,41	40,85	41,82	41,27	41,04	43,12	43,49	43,96	43,51	42,46	43,61	43,83	42,54	43,15	44,20		43,17	43,3
Automotivo	5,77	5,50	5,40	5,32	5,13	4,80	5,16	4,97	4,94	4,98	4,74	4,74	4,98	5,06	5,02	5,06		4,95	5,0
Residencial	0,74	0,79	0,87	0,92	1,00	0,68	0,64	0,78	1,00	0,97	1,17	1,09	1,22	1,16	1,02	0,93		0,97	1,0
Comercial	0,59	0,63	0,68	0,72	0,75	0,67	0,73	0,75	0,77	0,73	0,79	0,76	0,83	0,82	0,80	0,77		0,77	0,8
Geração de Energia Elétrica *	5,31	15,77	10,42	23,03	38,92	35,29	46,37	50,07	47,91	49,67	46,45	48,45	51,37	45,38	48,43	48,91		47,12	47,3
Co-geração	2,43	2,90	3,01	2,92	2,46	2,36	2,53	2,54	2,53	2,68	2,78	2,81	2,51	2,30	2,54	2,51		2,56	2,6
Outros (inclui GNC)	0,64	0,68	0,17	0,11	0,10	0,06	0,08	0,06	0,05	0,04	0,04	0,07	0,07	0,11	0,06	1,35		0,18	0,2
<b>TOTAL</b>	<b>44,44</b>	<b>61,69</b>	<b>61,40</b>	<b>74,84</b>	<b>89,64</b>	<b>84,90</b>	<b>98,64</b>	<b>102,67</b>	<b>101,16</b>	<b>102,59</b>	<b>98,44</b>	<b>101,53</b>	<b>104,82</b>	<b>97,38</b>	<b>101,02</b>	<b>103,72</b>		<b>99,72</b>	<b>100,0</b>
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	14,51	16,20	16,22	17,22	18,65	19,36	18,56	18,12	16,06	18,67	19,12	17,99	19,05	19,99	15,64	0,00		16,61	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>58,95</b>	<b>77,89</b>	<b>77,62</b>	<b>92,07</b>	<b>108,29</b>	<b>104,26</b>	<b>117,20</b>	<b>120,79</b>	<b>117,22</b>	<b>121,26</b>	<b>117,55</b>	<b>119,52</b>	<b>123,87</b>	<b>117,36</b>	<b>116,66</b>	<b>103,72</b>		<b>116,33</b>	

\* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, dez/14

### Consumo de gás natural - Média em 2014



As tabelas abaixo apresentam consumo das refinarias e Fafens, considerados como consumo industrial.

### Consumo de gás natural - FAFENS e Refinarias

	MÉDIA 2009	MÉDIA 2010	MÉDIA 2011	MÉDIA 2012	MÉDIA 2013	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	MÉDIA 2014
FAFEN-BA	0,94	1,29	1,47	1,50	1,77	1,37	1,33	2,35	1,28	1,30	1,26	1,19	0,87	1,26	1,39			1,24
FAFEN-SE	1,01	1,09	1,29	1,16	1,28	0,72	1,24	1,29	1,15	0,48	0,70	1,27	1,43	1,40	1,40			0,92
<b>TOTAL</b>	<b>1,96</b>	<b>2,38</b>	<b>2,76</b>	<b>2,66</b>	<b>3,05</b>	<b>2,09</b>	<b>2,58</b>	<b>3,63</b>	<b>2,43</b>	<b>1,78</b>	<b>1,96</b>	<b>2,46</b>	<b>2,29</b>	<b>2,66</b>	<b>2,79</b>			<b>2,47</b>

	MÉDIA 2009	MÉDIA 2010	MÉDIA 2011	MÉDIA 2012	MÉDIA 2013	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	MÉDIA 2014
REPAR	0,53	0,48	0,58	1,17	1,01	0,82	0,91	0,71	1,09	1,17	1,10	1,05	0,96	1,02	1,05			0,90
REPLAN	1,05	0,92	1,00	1,09	1,51	2,08	2,31	2,20	2,25	2,21	2,21	2,30	2,18	2,10	2,16			2,00
REDUC	1,51	1,77	1,84	2,01	1,71	1,51	1,85	2,31	2,14	1,99	2,24	2,37	2,09	2,08	2,30			1,90
REVP	0,55	1,36	2,12	2,39	2,23	2,22	2,21	2,41	2,35	2,37	2,45	2,37	2,32	1,47	1,43			1,96
RPBC	0,60	0,60	1,12	0,88	0,77	0,77	0,74	0,80	0,74	0,87	0,78	0,73	0,81	0,78	0,80			0,71
RLAM	0,77	0,68	0,65	0,77	0,75	0,92	1,12	1,09	1,07	0,99	0,87	0,99	0,83	0,83	0,81			0,87
REGAP	0,18	0,21	0,27	0,46	0,54	0,63	0,80	0,77	0,83	0,80	0,76	0,82	0,87	0,78	0,35			0,67
REFAP <sup>1</sup>	0,00	0,00	0,38	0,42	0,40	0,52	0,44	0,46	0,49	0,61	0,43	0,30	0,61	0,61	0,54			0,45
RECAP	0,19	0,17	0,22	0,49	0,46	0,49	0,52	0,48	0,54	0,40	0,44	0,48	0,47	0,33	0,78			0,45
REMAN	0,01	0,16	0,20	0,19	0,21	0,20	0,18	0,20	0,20	0,20	0,22	0,22	0,18	0,18	0,20			0,18
LUBNOR	0,07	0,08	0,05	0,08	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08	0,07	0,09	0,09	0,09	0,07	0,07			0,07
RPCC	0,00	0,02	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06	0,09	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07			0,06
TECAB	0,26	0,25	0,23	0,22	0,25	0,14	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,03
<b>TOTAL</b>	<b>5,72</b>	<b>6,69</b>	<b>8,70</b>	<b>10,21</b>	<b>9,97</b>	<b>10,43</b>	<b>11,41</b>	<b>11,56</b>	<b>11,86</b>	<b>11,76</b>	<b>11,67</b>	<b>11,79</b>	<b>11,47</b>	<b>10,32</b>	<b>10,55</b>			<b>10,27</b>

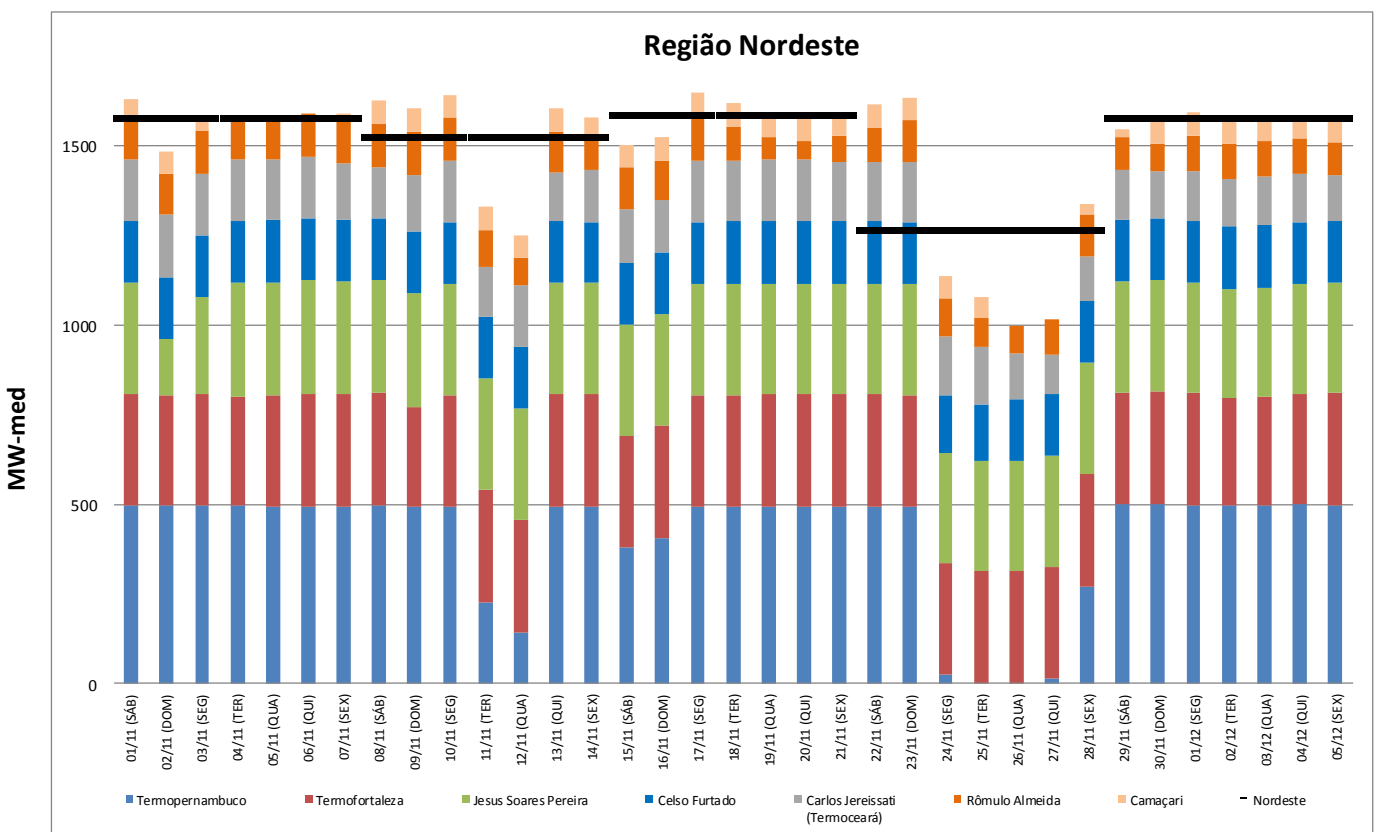
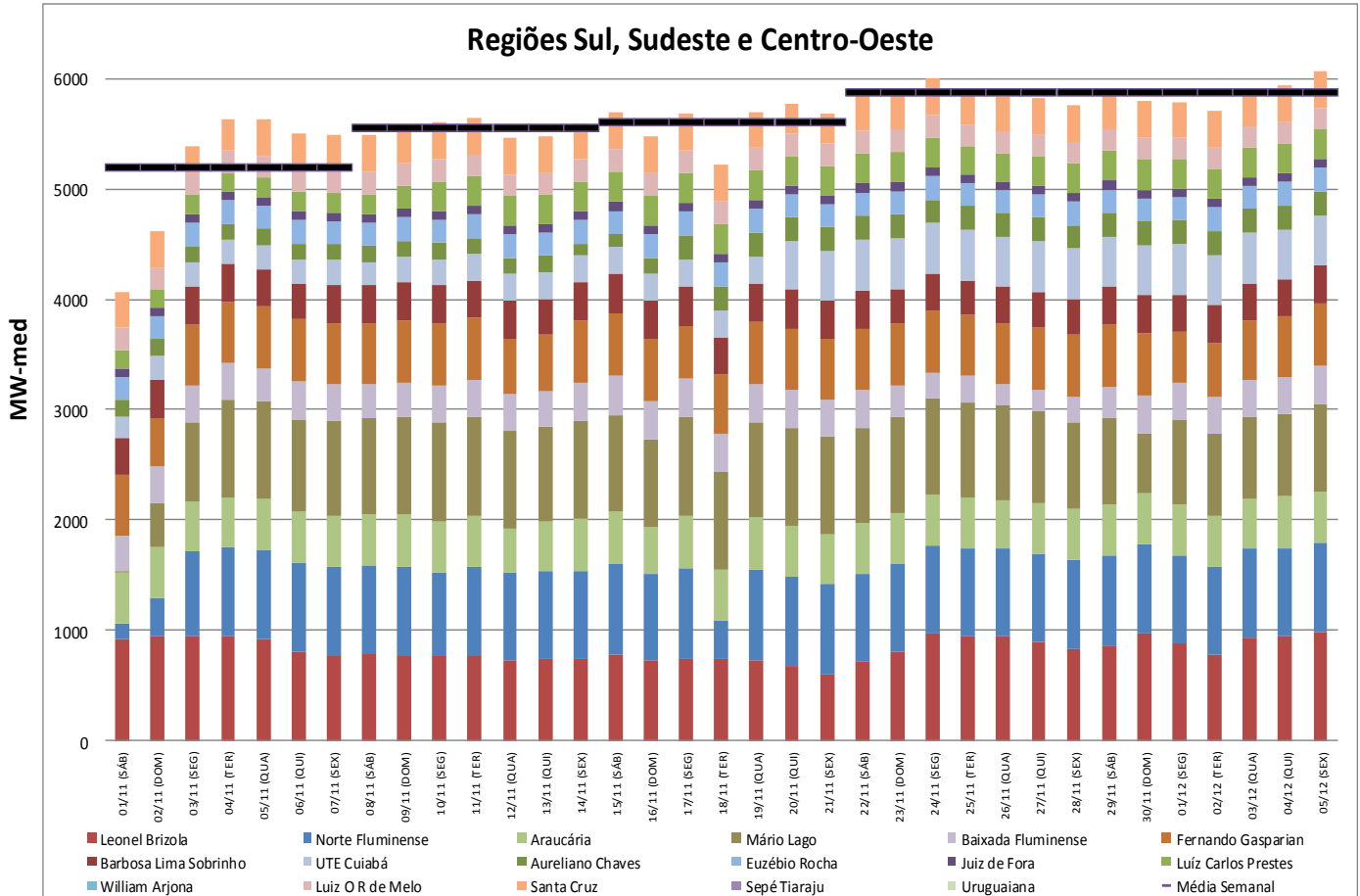
Fonte: ANP, nov/14

1 - Os valores referentes ao mês de jul/2011 e ao período entre jan/2009 e dez/2010 estão sujeitos à alteração pela ANP.



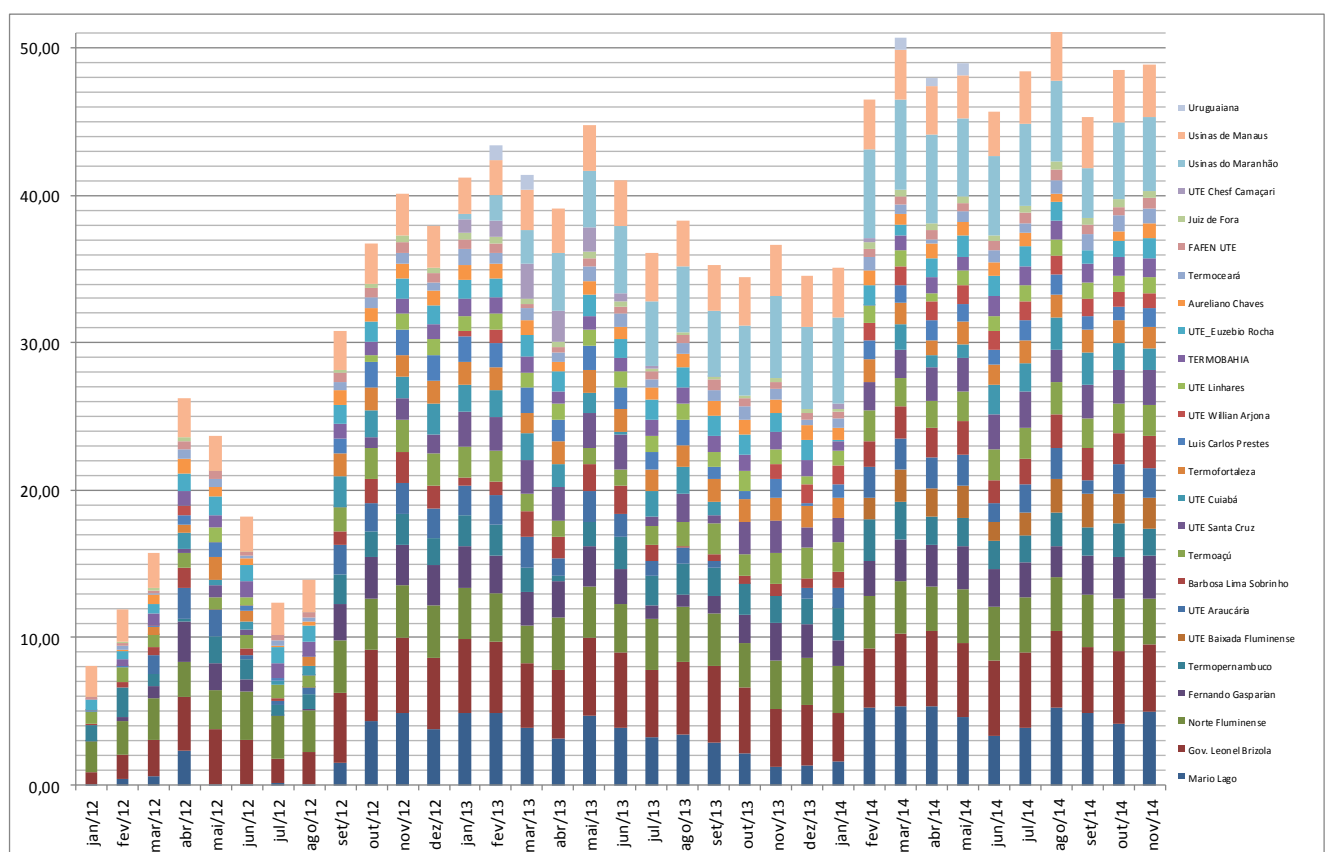
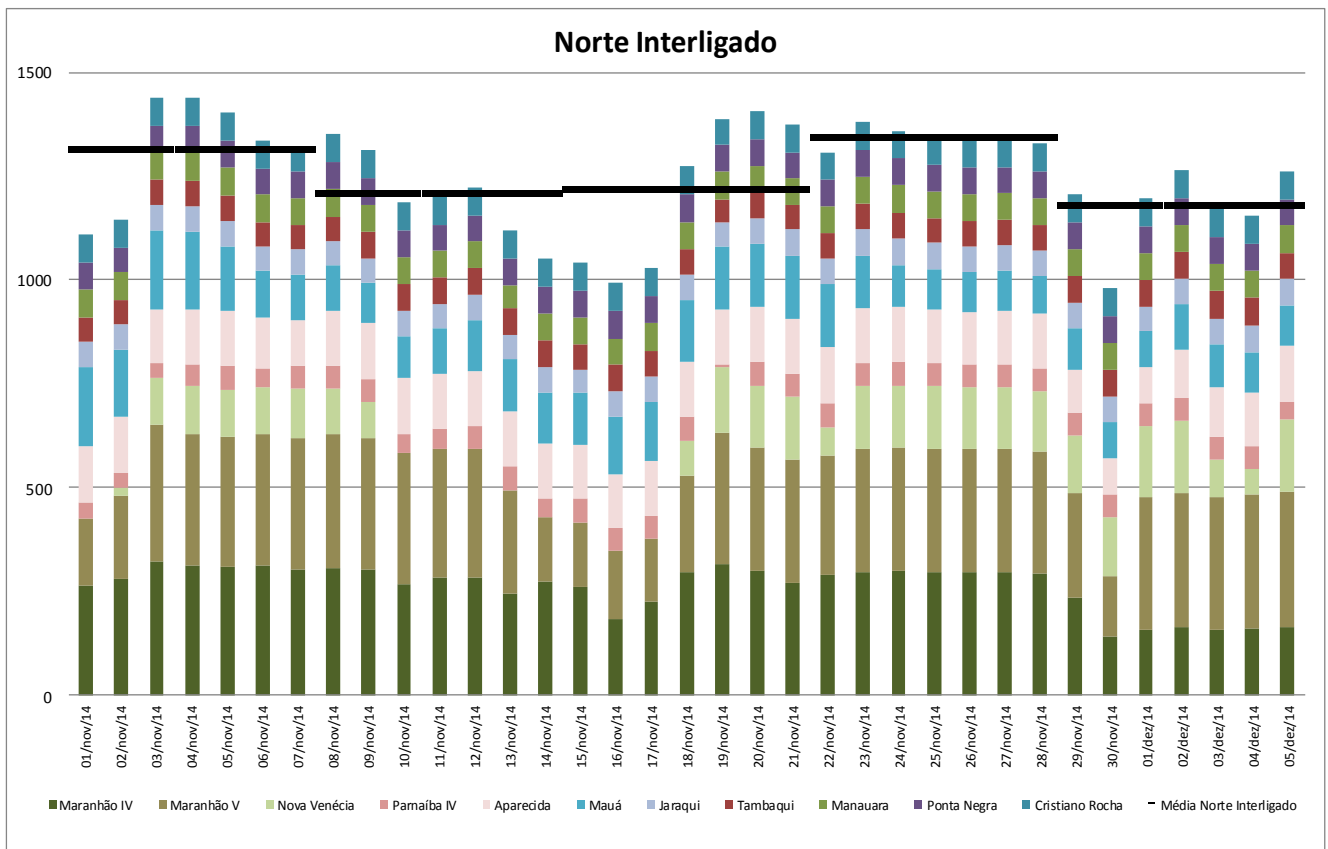
# Geração Termelétrica a Gás Natural

## Sistema Interligado Nacional–SIN



# Geração Termelétrica a Gás Natural

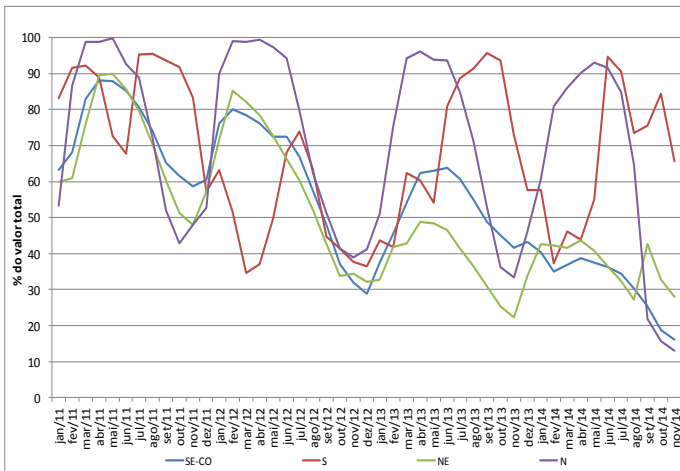
## Sistema Interligado Nacional–SIN



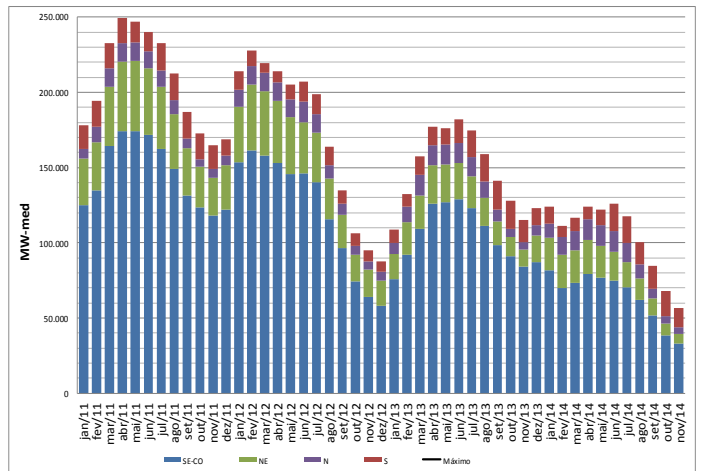
## Armazenamento e Afluências no SIN (desde 2011)

### Energia Armazenada

Percentual da Capacidade de Armazenamento

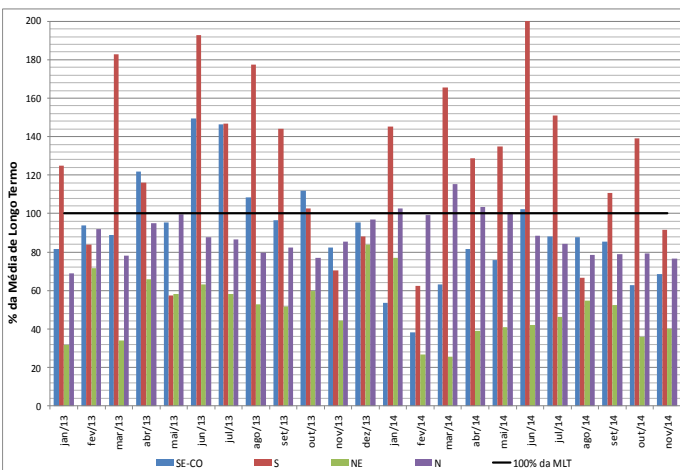


Em MW-med

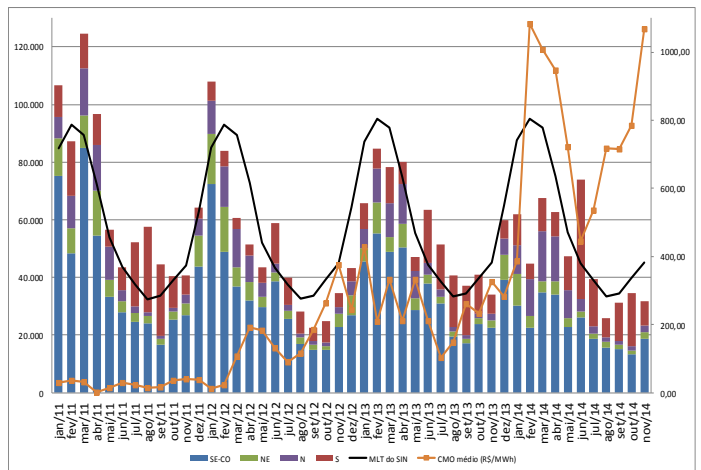


### Energia Natural Afluenta - ENA

Percentual da Média de Longo Termo - MLT (desde 2013)



Influência no CMO da diferença entre ENA e MLT



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

Semana	SE-CO	S	NE	N
01/11/2014 a 07/11/2014	1.009,82	1.009,82	1.009,82	1.009,82
08/11/2014 a 14/11/2014	1.092,07	1.092,07	1.092,07	1.092,07
15/11/2014 a 21/11/2014	1.125,91	1.125,91	1.125,91	1.125,91
22/11/2014 a 28/11/2014	1.048,14	1.048,14	1.048,14	1.048,14
29/11/2014 a 05/12/2014	549,83	549,83	549,83	549,83

Fonte: ONS, dez/2014

### Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Item	Usina	Situação	Potência Total (MW)	Combustível	Máquina		AVALIAÇÃO NO PERÍODO		
					Und.	Potência (MW)	Ato Legal	Tendência	Simulação PMO
1	Baixada Fluminense (RJ) (4)	EC	530	Gás Natural	3	186	OUT/2014	JAN/2015	Sim
2	Novo Tempo (PE) (8)	NI	1238	Gás Natural	4 x 202,5	810		DEZ/2018	Sim
					2 x 214,0	428		DEZ/2018	
3	Maranhão III (MA) (4)	EC	519	Gás Natural	1	169	JAN/2014	JUL/2016	Sim
				Gás Natural	2	169	JAN/2014	JAN/2017	
				Vapor	3	181	MAI/2014	JAN/2017	
4	Mauá 3 (AM) (8)	EC	583	Gás Natural	1	190	ABR/2014	JUN/2015	Sim
				Gás Natural	2	190	ABR/2014	JUL/2015	
				Vapor	3	204	DEZ/2014	ABR/2016	
5	Sepé Tiaraju (Canoas) (RS)	EC	88	Vapor	2	88	JUN/2014	JAN/2015	Sim
6	Rio Grande (RS) (8)	NI	1238	Gás Natural	4 x 202,5	810		DEZ/2018	Sim
					2 x 214,0	428		DEZ/2018	

Fonte: DMSE/MME - dez/2014

### Comentários

O consumo de gás natural no segmento termelétrico permaneceu estável em relação ao mês anterior, tendo registrado ligeiro aumento (+0,5 milhão de m³/d). Importante registrar que a UTE Termopernambuco deixou de gerar por quatro dias e a UTE Cuiabá gerou com metade de sua capacidade até o dia 19/nov, estando as duas reduções relacionadas a manutenções nas usinas. A elevação do volume gerado nas termelétricas de Mário Lago, Luiz Carlos Prestes e Aureliano Chaves contribuíram para compensar as quedas acima referidas.

## Preços e Competitividade

### Preços no Brasil

#### Mês de referência - Novembro de 2014

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	Nova Política Modalidade Firme	11,4458	7,6687	14,8366	14,2564	13,8829	
Sudeste	Nova Política Modalidade Firme	11,4463	7,6690	16,4089	13,6660	13,1342	
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	7,9496	1,8020	9,7515	16,4089	13,6660	13,1342
Sul	Gás Importado	7,9468	1,7983	9,7451	17,6355	16,2653	15,9440
Centro Oeste	Gás Importado	9,1078	1,8385	10,9463	17,2871	15,1963	15,0569

Fonte: MME/SPG/DGN, dez/14.

\* 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 novembro/14 foi aplicado um desconto provisório equivalente a 33% sobre os preços contratuais da nova política de modalidade firme para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste.

Dólar de conversão R\$/US\$ (novembro/14):	<b>2,5484</b>
--	---------------

Fonte: MME/SPG/DGN, dez/14.

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBTu)	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,86	4,25	4,74	4,60	4,55	4,46	4,50	4,56	4,66	4,67	4,66	4,66	4,60	4,55	4,45	4,36		4,56

Fonte: MME/SPG/DGN, dez/14.

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 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	8,86	8,22	10,60	11,98	11,19	10,90	10,83	10,69	10,79	10,64	10,20	9,40	10,38	10,40	10,40	10,16		10,44
NBP *	4,96	6,39	9,35	9,36	10,48	11,09	9,95	9,60	8,40	7,70	6,99	6,44	6,96	8,33	8,85	8,64		8,45
Henry Hub	3,95	4,38	4,00	2,66	3,73	4,71	6,00	4,63	4,64	4,59	4,57	4,04	3,88	3,92	3,74	4,10		4,44
Petróleo Brent	10,96	14,16	19,82	19,95	19,39	19,26	19,40	19,10	19,16	19,54	19,93	19,06	18,16	17,34	15,55	13,98		18,23
Petróleo WTI	10,99	14,14	16,93	16,77	17,45	16,86	17,96	17,89	18,16	18,17	18,75	18,35	17,17	16,63	15,04	13,49		17,13
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	61,50	79,48	111,25	111,76	100,26	108,12	108,90	107,19	107,55	109,68	111,87	106,98	101,92	97,34	87,27	78,44		102,30
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	61,68	79,37	95,04	93,66	90,28	94,62	100,82	100,42	101,94	102,00	105,24	102,99	96,38	93,35	84,40	75,70		96,17

Fontes:

Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), dez/14.

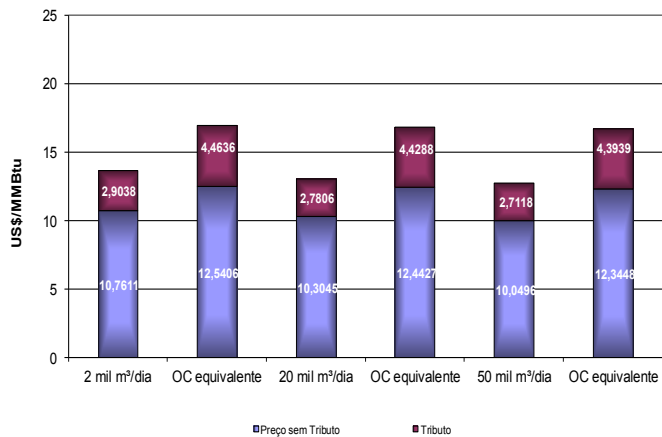
Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI), dez/14.

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

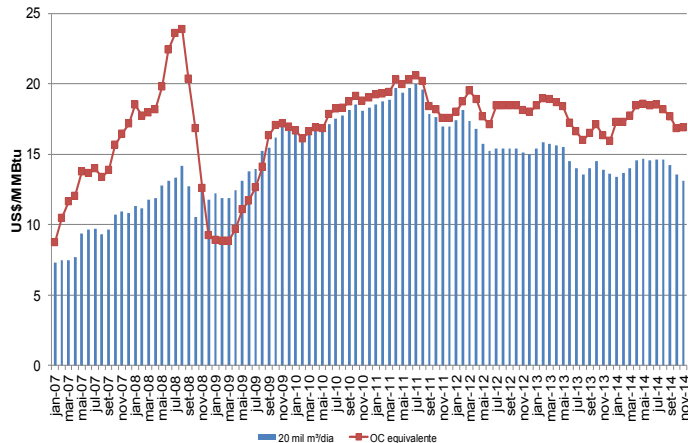
Nota: Os preços internacionais estão sujeitos a reajustes segundo critérios das fontes acima citadas.

# Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS)

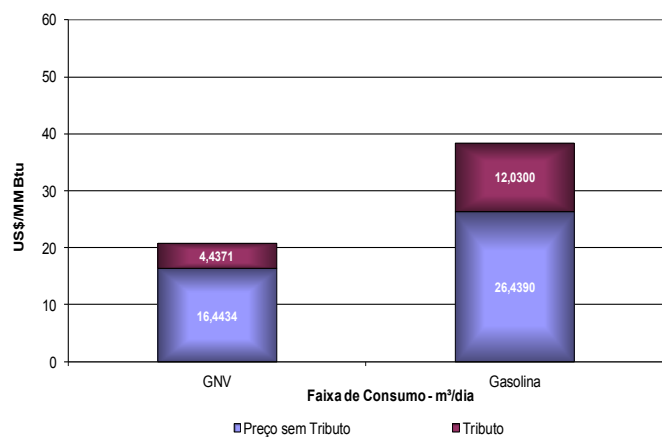
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia - novembro/2014



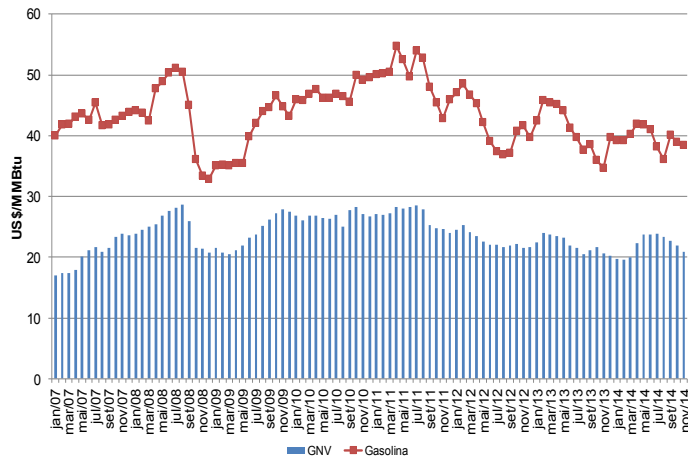
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível na Bahia



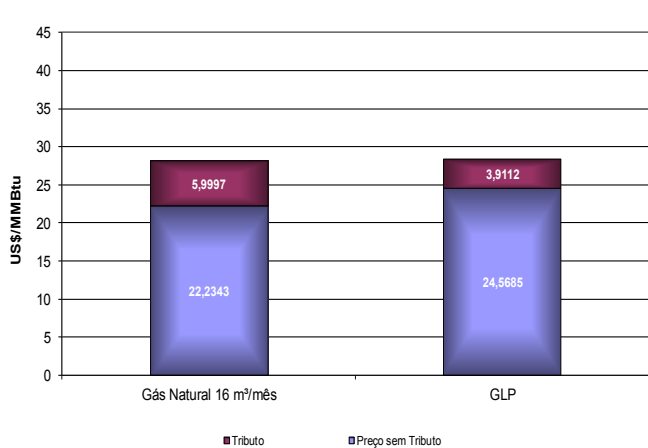
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia - novembro/2014



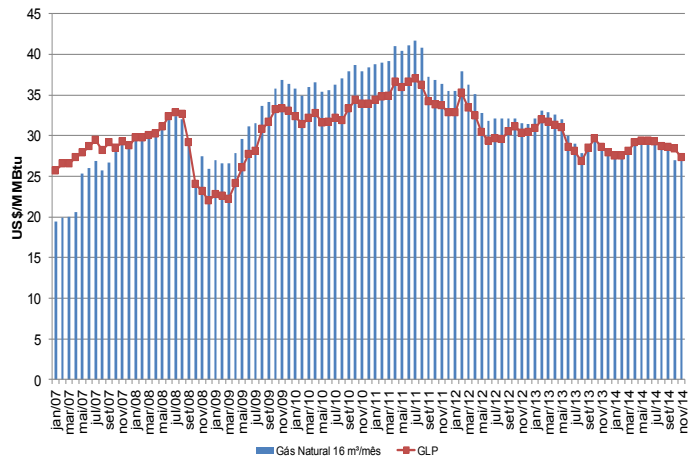
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia - nov/2014



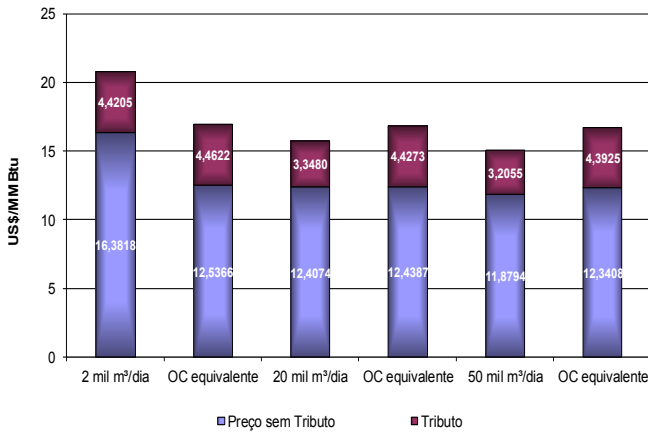
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



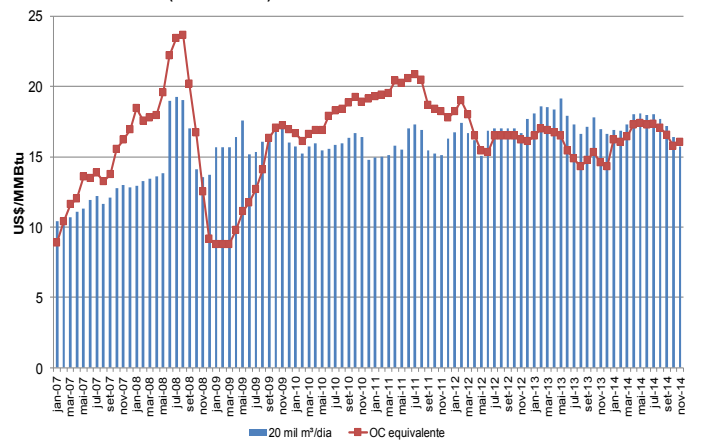
⇒ Ver nota na página 26.

# Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS)

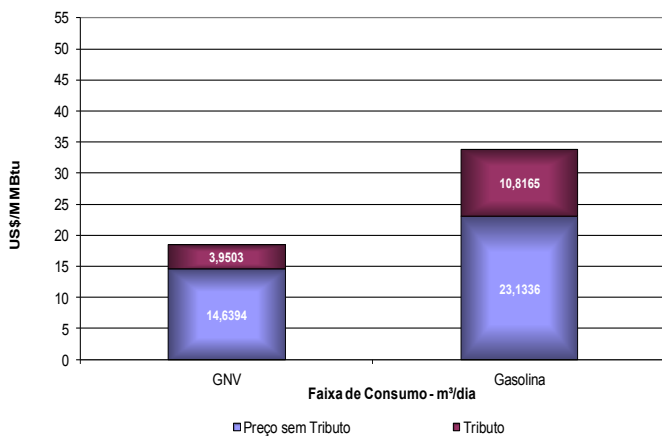
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo - novembro/2014



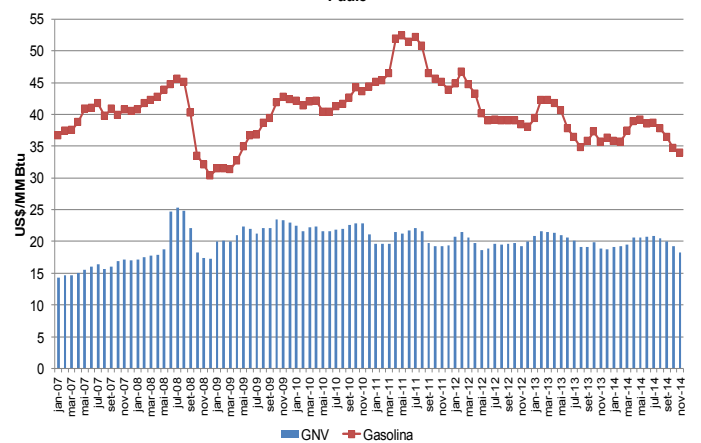
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível em São Paulo



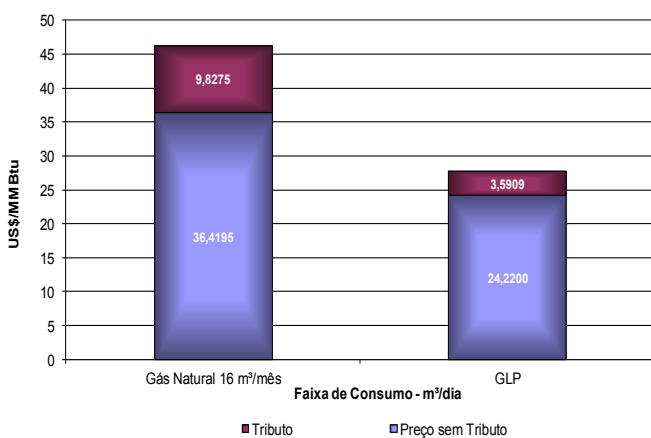
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo - novembro/2014



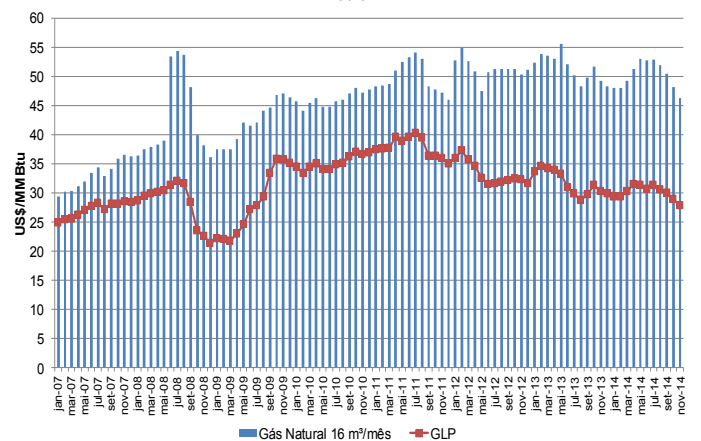
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo - novembro/2014



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



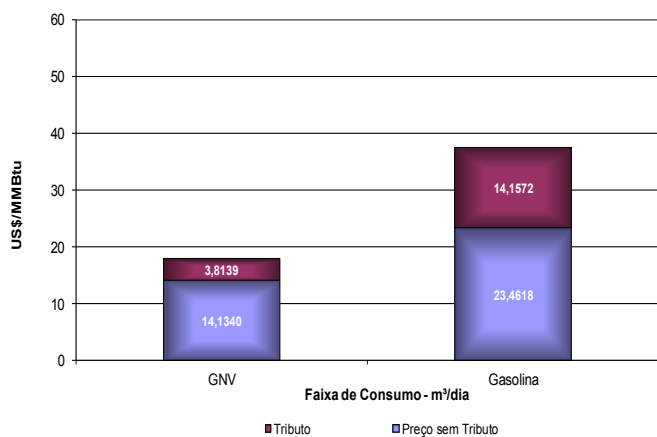
⇒ Ver nota na página 26.



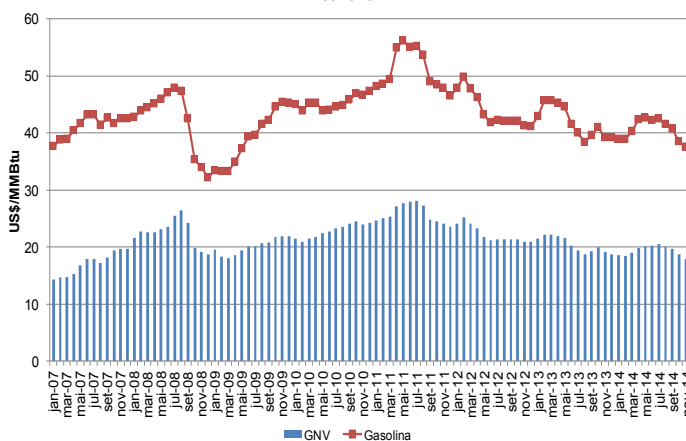
## Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG)

Os dados relacionados ao histórico de preços de óleo combustível no Rio de Janeiro estão em processo de revisão.

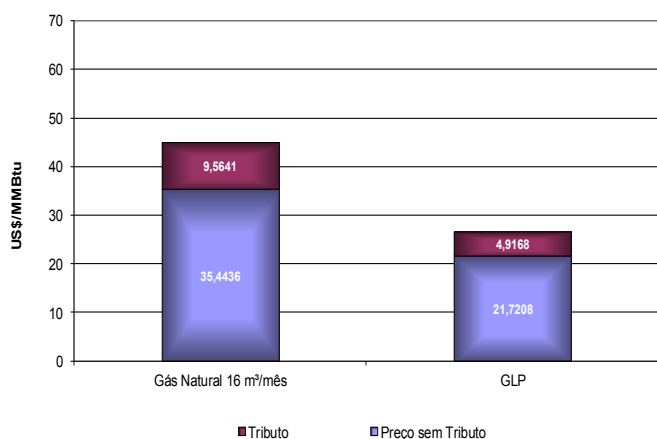
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro - novembro/2014



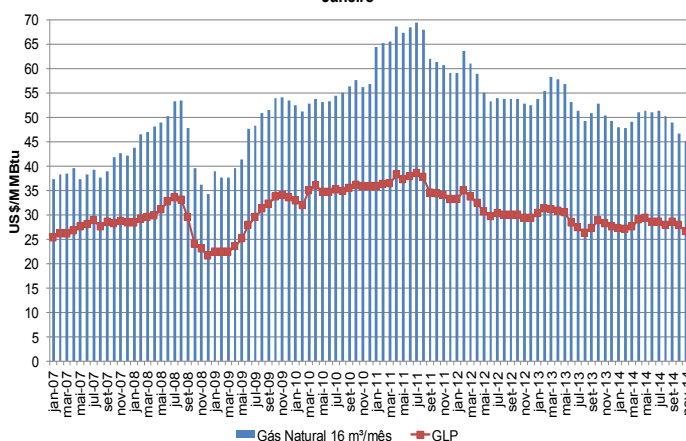
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro - novembro/2014



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







## 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 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).
- Portaria nº 206, de 12 de junho de 2013 (Define procedimentos para aprovação de projetos de investimento na área de infraestrutura de petróleo, de gás natural e de biocombustíveis, geridos e implementados por Sociedade de Propósito Específico - SPE e concessionárias e autorizatárias).
- Portaria MME nº 390, de 31 de outubro de 2013 (Altera a Portaria MME nº 206, de 12 de junho de 2013).
- Portaria MME nº 410, de 8 de agosto de 2014 (Altera a Portaria MME nº 206, de 12 de junho de 2013).
- Portaria nº 317, de 13 de setembro de 2013 (Proposição, mediante provocação da Petrobras, a construção do Gasoduto de Transporte entre os Municípios de Itaboraí e Guapimirim, no Estado do Rio de Janeiro)
- Portaria nº 450, de 12 de dezembro de 2013 (Define diretrizes para a licitação de gasoduto de transporte entre os municípios de Itaboraí e Guapimirim, no Estado do Rio de Janeiro)
- Portaria nº 128, de 26 de março de 2014 (Aprova o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País - PEMAT 2022)

### ⇒ 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).
- Resolução ANP nº 37, de 04 de outubro de 2013 (Estabelece os critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares - Componentes e Complementos.)
- Resolução ANP nº 51, de 23 de dezembro de 2013 (Regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.)
- Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (Regulamenta os critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização.)
- Resolução ANP nº 39, de 30 de julho de 2014 (Aprova o Regulamento sobre os procedimentos para a realização de licitação para a concessão da atividade de transporte de gás natural, contemplando a construção ou ampliação e a operação de gasodutos de transporte de gás natural.)

## Programa de Aceleração do Crescimento - PAC

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

#### LICENCIAMENTO AMBIENTAL

19/11/2014 – Foi emitida a Licença de Operação nº 1274/2014 autorizando a operação do Desenvolvimento de Produção e Escoamento de Sapinhoá Norte, através do FPSO Cidade de Ilhabela, no âmbito da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2.

#### ANDAMENTO DOS PROJETOS

##### **Desenvolvimento da Produção - Bahia - Fase II**

23/11/14 – O correu no Polo Araçás 2 o início da produção do 2º poço.

##### **Desenvolvimento da Produção - Bacia de Campos**

28/11/14 – Ocorreu o término da contratação da Unidade Estacionária de Produção (UEP) para os campos Tartaruga Verde e Mestiça.



## Infraestrutura de Transporte

### Gasodutos de Transporte Existentes no Brasil

Denominação do Gasoduto de Transporte	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação Vigente	Diâmetro (polegadas)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Atalaia - Santiago/Catu	1974	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	230,0	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari I	1975	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	32,0	sem exclusividade
Atalaia - FAFEN (Atalaia - Laranjeiras - GAL)	1980	Aut. nº 335, de 17/7/2012	14	28,0	sem exclusividade
Candeias - Camaçari	1981	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	37,0	sem exclusividade
Lagoa Parda - Aracruz	1983	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	38,0	sem exclusividade
Aracruz - Vitória	1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998 Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012	8	41,0	sem exclusividade
Reduc - Esvol	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	95,2	sem exclusividade
Guamaré - Cabo	1986 (Trecho Guamaré - Cabo) 2010 (Trecho Variante Nordestão)	Aut. nº 7, de 6/3/1998 Aut. Nº 561, de 13/09/2010	12	424,0 31,8	sem exclusividade
Escol - Tevol	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	5,5	sem exclusividade
Escol - São Paulo (GASPAL I)	1988	Aut. nº 7, de 6/3/1998	22	325,7	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari II	1992	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	32,0	sem exclusividade
RBPC - Capuava (GASAN I)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	37,0	sem exclusividade
RBPC - Comgás	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1,5	sem exclusividade
Reduc - Regap	1996	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	357,0	sem exclusividade
Serra - Viana	1997	Aut. nº 7, de 6/3/1998 Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012	8	4,8	sem exclusividade
Guamaré - Pecém	1998 (Trecho Guamaré - Aracati) 1998 (Trecho Aracati - Maracanã)	Aut. nº 45, de 22/3/2000	12 10	382,0	sem exclusividade
Pilar - Cabo	2001	Aut. nº 120, de 25/7/2001	12	203,6	sem exclusividade
Betim - Ibirité	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	0,1	sem exclusividade
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow Química)	2003	Aut. nº 161, de 18/7/2003	14	15,4	sem exclusividade
Santa Rita - São Miguel de Taipu	2005	Aut. nº 370, de 29/9/2005	8	25,0	2015
Dow - Aratu - Camaçari	2006	Aut. nº 237, de 1/9/2006	14	27,0	2016
Atalaia - Itaporanga	2007	Aut. nº 86, de 15/5/2007	14	29,0	2017
Cacimbas - Vitória	2007	Aut. nº 446, de 10/10/2011	26 16	116,7 12,7	2017
Carmópolis - Pilar	2007	Aut. nº 838, de 18/11/2013	26	176,7	2017
Açu - Serra do Mel	2008	Aut. nº 60, de 10/2/2012	14	31,4	2018
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	2008	Aut. nº 43, de 31/1/2008	28	300,0	2018
Campinas - Rio (GASCAR)	2008	Aut. nº 440, de 30/9/2011	28	450,0	2018
Catu - Carmópolis	2007 (Trecho Itaporanga - Carmópolis) 2008 (Trecho Catu - Itaporanga)	Aut. nº 760, de 7/10/2013	26 26	197,2 67,8	2017
Fafes-Sergás (Ramal)	2009	Aut. nº 579, de 27/12/2011	8	22,7	2019
Cabiúnas - Reduc III (GASDUC III)	2009	Aut. nº 274, de 22/7/2014	38	180,0	2019
Japeri - Reduc (GASJAP)	2009	Aut. nº 598, de 27/11/2009	28	45,3	2019
Campos Eliseos - Anel de Gás Residual (Ramal)	2009	Aut. nº 771, de 10/10/2013	20	2,3	2019
Urucu - Coari (GARSOL)	2009	Aut. nº 486, de 23/10/2012	18	279,0	2019
Coari - Manaus	2009	Aut. nº 673, de 12/11/2010	20 - linha tronco 3 a 14 - ramais	383,0 - linha tronco 140,1 - ramais	2019
Cacimbas - Catu (GASCAC)	2010	Aut. nº 146, de 24/3/2010	28	946,0	2020
Paulínia - Jacutinga	2010	Aut. nº 23, de 14/1/2010	14	93,0	2020
Interligação GASCAV - UTG Sul Capixaba (Ramal)	2010	Aut. nº 904, de 24/12/2013	10	9,7	2020
Rio de Janeiro - Belo Horizonte (GASBEL II)	2010	Aut. nº 623, de 8/10/2010	18	267,0	2020
Pilar - Ipojuca	2010	Aut. Nº 36, de 25/1/2011	24	187,0	2020
Caraguatatuba - Taubaté	2011	Aut. Nº 150, de 30/3/2011	28	98,0	2021
Guararema - São Paulo (GASPAL II)	2011	Aut. Nº 456, de 13/10/2011	22	54,0	2021
São Paulo - São Bernardo do Campo (GASAN II)	2011	Aut. Nº 444, de 6/10/2011	22	38,0	2021
Bolívia - Brasil	1999 (Trecho Norte: Corumbá - Guararema) 2000 (Trecho Sul: Paulínia - Canoas)	Aut. Nº 13, de 3/2/1999 Aut. Nº 37, de 22/3/2000	24 a 32 16 a 24	1.417,0 1.176,0	sem exclusividade
Uruguiana - Porto Alegre	2000 (Trecho I) 2000 (Trecho III)	Aut. Nº 91, de 6/6/2000 Aut. Nº 116, de 11/7/2000	24	25,0 25,0	sem exclusividade
Lateral Cuiabá	2001	Aut. Nº 118, de 17/7/2001	18	267,0	sem exclusividade
<b>Total Brasil</b>				<b>9.410,2</b>	

Obs.: A relação dos gasodutos apresentada é aquela publicada pela ANP, em 26 de maio de 2011, atendendo ao disposto no art. 45 do Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, com atualizações.

Eventuais divergências com as informações publicadas anteriormente estão relacionadas aos critérios utilizados para definir os gasodutos de transporte e suas características.

### 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)		32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB <sup>(1)</sup>	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)	557,0	32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano <sup>(2)</sup>	Divisa com o Brasil (San Matías)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	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) TGB - dez/05

(2) [www.gasorienteboliviano.com](http://www.gasorienteboliviano.com)

(3) <http://www.enargas.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>

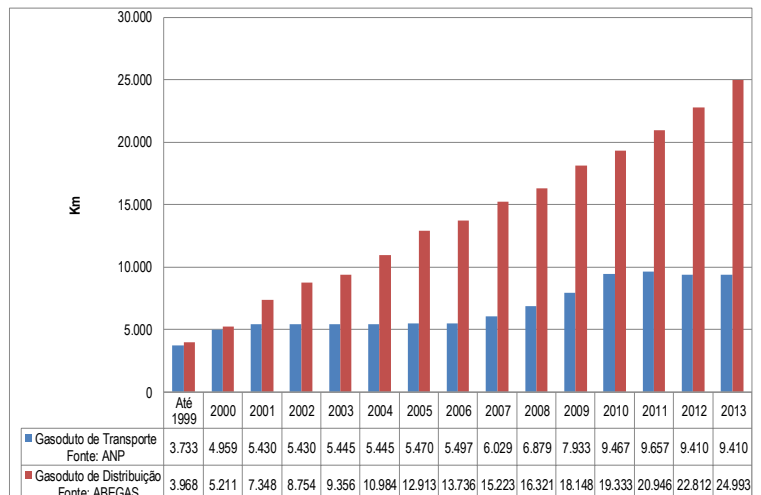
## Terminais de GNL Existentes

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m <sup>3</sup> /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA - RJ	20	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09
TRBahia - BA	14	jan-14	jan-14

## 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	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Carta Compromisso	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	GN	226	4,38	MG	212	278,98
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349	220,89
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-	463,79
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	GN	250	5,28	SP	206	247,14
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	GN	565	5,02	SP	357	399,02
Piratininga 1 e 2 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	169	-
Bahia I (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	BA	29	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998	168,41
Juiz de Fora	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79	213,84
Linhães	ca	GN	204	5,66	ES	-	179,03
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) <sup>(6)</sup>	ca	GN	385	7,46	MS	241	143,47
Santa Cruz (nova)	cc	GN	200	4,26	RJ	-	118,97
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	GN	923	5,86	RJ	885	388,41
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-	197,85
Norte Fluminense - Preço 1	cc	GN	869	4,74	RJ	400	37,80
Norte Fluminense - Preço 2		GN				100	58,89
Norte Fluminense - Preço 3		GN				200	102,84
Norte Fluminense - Preço 4		GN				85	320,11
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	-	<b>5.881</b>	-	-	<b>4.310</b>	-
Fontes: ANEEL/Petrobras, novembro de 2014. ONS, Fax-preço semana operativa 01/11/2014 a 07/11/2014 DMSE/SEE/MME, novembro de 2014.							
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	GN/OC	161	6,56	RS	147	-
Uruguaiana <sup>(3)</sup>	cc	GN/OD	640	4,37	RS	-	740,00
Araucária	cc	GN	484	4,57	PR	458	530,08
<b>TOTAL Sul</b>	-	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>605</b>	-
Camaçari	ca	GN/OD	347	7,77	BA	-	732,99
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	GN	186	7,40	BA	150	279,04
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	GN	368	6,43	RN	285	314,63
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	GN	138	6,24	BA	125	277,89
Termo Ceará	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217	239,71
Termofortaleza	cc	GN	347	4,78	CE	327	118,51
Termopernambuco	cc	GN	533	4,02	PE	494	70,16
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-
Maranhão IV <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	110,43
Maranhão V <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	110,43
MC2 Nova Venécia	ca	GN	176	5,91	MA	-	170,47
<b>TOTAL Norte Interligado</b>	-	-	<b>852</b>	-	-	<b>0</b>	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	-	<b>10.178</b>	-	-	<b>6.513</b>	-
UTEs do Sistema Manaus - Integradas ao SIN							
Usina	Tipos de Máquinas	Combustível	Potência <sup>(7)</sup> (MW)		Compromisso de Geração (MW)	Custo Variável (R\$/MWh)	
			A converter	Convertidas			
Mauá	ca	GN/OC	0	100	100	411,92	
Aparecida	ca	GN/OC	35	121	65	302,19	
Cristiano Rocha	Motor	GN/OC	85	0	65	0,00	
Manauara	Motor	GN/OC	34	51	60	0,00	
Gera	Motor	GN/OC	34	51	60	0,00	
Jaraqui	Motor	GN/OC	0	70	60	0,00	
Tambaqui	Motor	GN/OC	0	85	60	0,00	
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>188</b>	<b>478</b>	<b>470</b>	-	
UTEs em Fechamento de Ciclo <sup>(4)</sup>							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência	
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	Vapor	88	4,24	RS	dez/14	
UTEs em Construção							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência	
Baixada Fluminense <sup>(6)</sup>	cc	GN	530	n/d	RJ	nov/14	
Mauá 3	cc	GN	583	n/d	AM	abr/16	
Maranhão III <sup>(6)</sup>	cc	GN	499	n/d	MA	dez/14	

## 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  
GN - Gás natural  
OC - Óleo Combustível  
OD - Óleo Diesel  
ET - Etanol

## 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 após término da carga de GNL transportada por força do Segundo Aditivo ao Memorando de Entendimento assinado entre Brasil e Argentina.
- (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) 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.
- (6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011.
- (7) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural.
- (8) 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
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutum/MS)	100 mil de m³/dia	PR	Portaria MME nº 346, de 08/10/2013	07/04/2014 <sup>(1)</sup>
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	diversos produtores de GNL	Até 11 milhões de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME nº 345, de 08/10/2013	30/01/2015
Companhia Mato-grossense de Gás – MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m³/mês	MT (setores: res, com, serv, ind, fert, cogee e GNV)	Portaria MME nº 78, de 04/03/2013	31/12/2018
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,24 milhões de m³/dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012, prorrogada pela Portaria MME nº 44, de 04/02/2013	31/12/2013 <sup>(1)</sup>
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	diversos produtores de GNL	Até 40 milhões de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME nº 30, de 30/01/2013	31/01/2015
Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – Sulgás	Argentina	2,8 milhões de m³/dia	UTE Uruguaiana RS	Portaria MME nº 1, de 03/01/2013, prorrogada pela Portaria MME nº 103, de 12/03/2014	31/12/2015
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/MS)	30 milhões de m³/dia	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Portaria MME nº 447, de 01/08/2012	1º/07/2019
GNC Brasil - Distribuidora de Gás Natural Ltda	Bolívia (via Cáceres/MT)	0,6 milhão de m³/mês	MT (setores atendidos por distribuição de gás natural comprimido - GNC a granel)	Portaria MME nº 259, de 04/06/2014	02/12/2014

### 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 4,8 milhões de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 14, de 9 de janeiro de 2014	31/06/2015

Fontes: MME, dez/14

(1) Os efeitos da autorização serão mantidos enquanto o requerimento para a prorrogação estiver sendo analisado, nos termos da Portaria MME nº 232/2012, art.6º, §§ 1º e 2º.

(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 m³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)		28,32 BCM (bilhões m³)
1 MMBTU		26,81 m³
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)		3,60 milhões m³/dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões m³/dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões m³/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 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/m³)	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750