

GÁS NATURAL

Larissa Resende / Fernanda Delgado

A) DADOS GERAIS

No mês de março, a produção de gás natural apresentou sua terceira queda consecutiva, totalizando um volume de 101,3MMm³/dia, montante quase que 5,0% inferior aquele produzido em fevereiro.

Consequentemente, a oferta nacional passou de 57,1MMm³/dia para 51,9MMm³/dia, que representa uma queda de 9,1%. Comparando esse volume ofertado com aquele do mesmo período do ano anterior, podemos observar que houve um aumento de quase 24%.

Já a demanda apresentou no mês de março um aumento de 6,6%, atingindo o nível de 76,3 MMm³/dia, que é bastante próximo àquele volume consumido no mesmo período do ano anterior.

De forma a atender o crescimento da demanda com a queda da oferta nacional, foi observado um aumento de quase 47% no volume importado. Foi importando o montante de 28,2 MMm³/dia de gás natural, que ainda é 24,9% inferior aquele importado no mesmo período do ano anterior.

Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

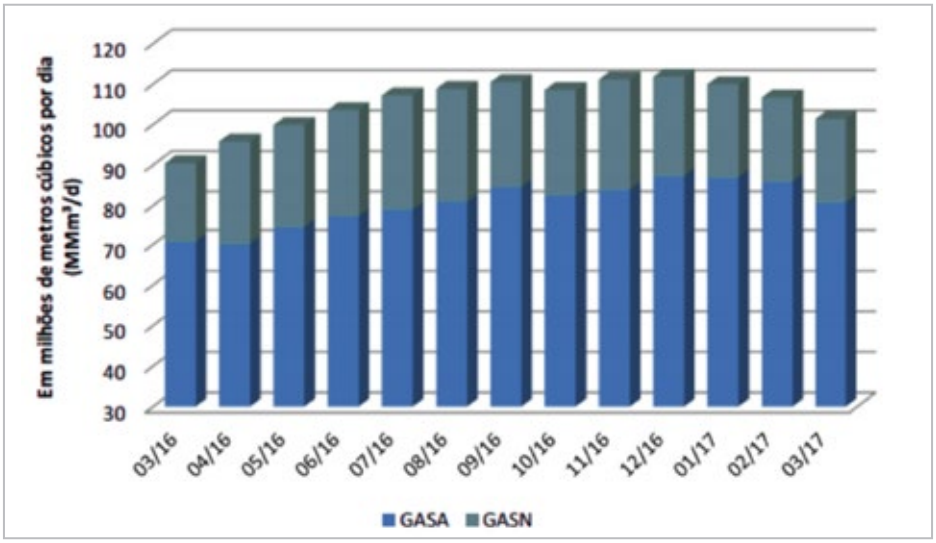
	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Produção Nacional	101,35	-4,96%	12,16%		106,64	90,36
Oferta de gás nacional	51,89	-9,14%	23,78%		57,11	41,92
Importação	28,16	46,90%	-24,91%		19,17	37,5
Consumo	76,29	6,64%	0,30%		71,54	76,06

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Após recorde no mês de dezembro (2016), a produção de gás natural nacional registrou queda pela terceira vez consecutiva. Dessa vez a baixa de 4,9%, em relação ao mês de fevereiro, foi resultado da queda da produção do gás associado, que foi motivada, sobretudo, pelas paradas programadas em duas das maiores unidades de produção: o FPSO[4] Cidade de Angra dos Reis, localizada no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos; e a P37, no campo de Marlim, na Bacia de Campos. O histórico de produção de gás natural, decomposto em gás natural associado (GASA) e gás natural não-associado (GASN), pode ser analisado no Gráfico 3.1. Como se pode ver, a produção de GASA caiu de 86,2MMm³/dia para 81MMm³/dia.

Gráfico 3.1 – Histórico de Produção de Gás Natural



Fonte: ANP (2017).

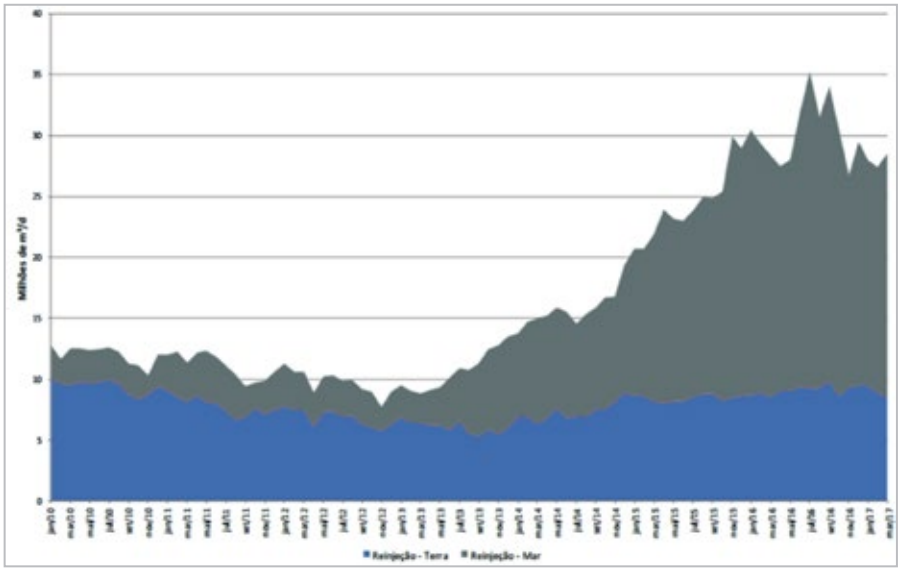
Devido ao desenvolvimento das áreas no pré-sal ao longo de 2016, podemos observar que houve um aumento de 12,2% na produção de gás nacional, se comparado com o mesmo período do ano anterior. Enquanto que em março de 2016 foram produzidos nacionalmente 90,4 MMm³/dia de gás natural, em março deste ano essa produção foi de 101,3MMm³/dia, sendo o percentual de produção em campos marítimo de 83,3% desse total, onde 46,2 MMm³/dia foram advindos do pré-sal.

Em relação à produção nacional de gás natural indisponível ao mercado, no sentido oposto à produção nacional, podemos destacar o aumento no volume reinjetado, que passou de 27,3 MMm³/dia em fevereiro para 28,5MMm³/dia em março, sendo esse incremento concentrado, principalmente, no Estado do Rio de Janeiro.

Especialmente nestes últimos anos, o aumento na oferta nacional de gás natural não ocorreu no mesmo ritmo do aumento da produção de óleo, devido ao elevado índice de reinjeção de gás. Essa reinjeção, além de ter como objetivo alavancar a produção de petróleo, também considera as vantagens econômicas de reinjetar esse gás comparada a opção alternativa de aproveitar comercialmente esse gás. Entre os diversos desafios de monetização do gás do pré-sal, podemos citar os altos níveis de contaminação de CO_2 e a grande distância da costa, que impactam em elevados custos de separação de CO_2 e escoamento do gás. A evolução no volume reinjetado em terra e em mar pode ser observada no Gráfico 3.2.

[4] FPSO, ou Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência, é um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a exploração, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção.

GRÁFICO 3.2 – Evolução do Volume de Gás Natural Reinjetado



Fonte: MME (2017).

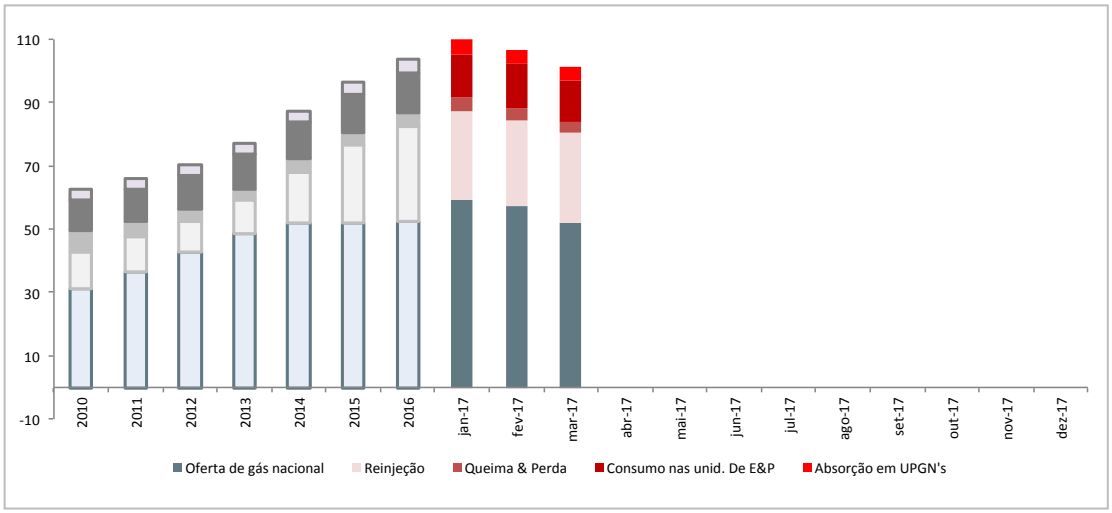
Por outro lado, analisando a Tabela 3.2, podemos observar que houve queda de 12,4% na perda de gás natural por queima, de 2,3% no consumo interno em E&P e de 8,1% na absorção em UPGN's, resultando em um total de produção nacional indisponível ao mercado de 49,4 MMm³/dia. O consumo interno em E&P foi de 13,3MMm³/dia, ficando atrás apenas do volume reinjetado (28,5MMm³/dia), onde a queda neste período é decorrente, sobretudo, da parada programada do FPSO Cidade de Angra dos Reis. O volume de gás natural queimado foi de 3,5 MMm³/dia, o menor nível de queima dos últimos doze meses. A decomposição da produção nacional bruta do mês de março, assim como a dos períodos anteriores, encontra-se apresentados no Gráfico 3.3.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Prod. Nacional Bruta		101,35	-4,96%	12,16%		106,64	90,36
Produção Indisponível	Reinjeção	28,49	4,02%	0,49%		27,39	28,35
	Queima	3,47	-12,37%	-25,22%		3,96	4,64
	Consumo interno em E&P	13,31	-2,35%	11,38%		13,63	11,95
	Absorção em UPGN's	4,19	-8,11%	20,06%		4,56	3,49
	Subtotal	49,46	-0,16%	2,13%		49,54	48,43
Oferta de gás nacional		**51,89**	-9,14%	23,78%		**57,11**	**41,92**
Ofert nacional/Prod. Bruta		51%	-4,40%	10,36%		54%	46%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

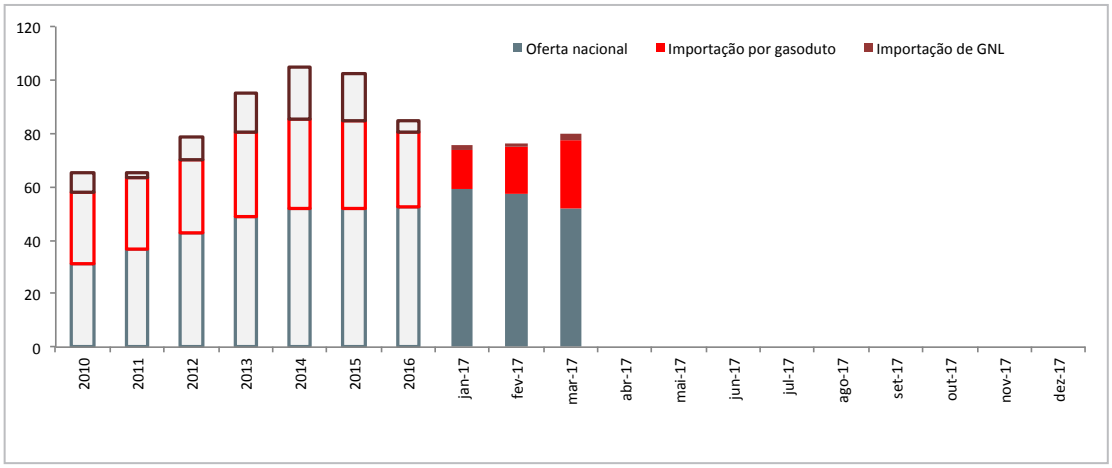
Gráfico 3.3: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Devido a essa queda na produção nacional de gás natural e a manutenção no volume indisponível ao mercado, pudemos observar uma redução de 9,1% na oferta nacional, passando de um volume de 57,1MMm³/dia em fevereiro para 51,9MMm³/dia em março. Como pode ser observado no Gráfico 3.4.

Gráfico 3.4: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação ao volume de gás natural importado, foi observado um aumento considerável de 46,9%, passando de um total de 19,2MMm³/dia no mês anterior para 28,2MMm³/dia no mês de março, que pode ser justificado pela queda da oferta nacional somado ao aumento da demanda por gás natural no período. Esse aumento da importação foi, sobretudo, via gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que passou de 17,6MMm³/dia para 25,7MMm³/dia. A regaseificação de GNL também sofreu aumento, passando de 1,5MMm³/dia para 2,5MMm³/dia no mês de março, sendo a maior parte do volume regaseificado no Terminal de Pacém.

Como pode ser observado na Tabela 3.3, comparando o volume importado no mês de março com aquele volume importado no mesmo período do ano passado, podemos analisar que o montante importado da Bolívia registrou queda de 17,2% e de GNL de 61,8%, totalizando em uma queda no nível de importação de gás natural próximo a 25%.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Gasoduto	25,70	45,53%	-17,26%		17,66	31,06
GNL	2,46	62,91%	-61,86%		1,51	6,45
Total	28,16	46,90%	-24,91%		19,17	37,50

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

Devido ao aumento da demanda termelétrica e do segmento industrial, o consumo de gás natural sofreu aumento de 6,6% no mês de março, passando de um montante de 71,5 MMm³/dia em fevereiro para 76,3MMm³/dia.

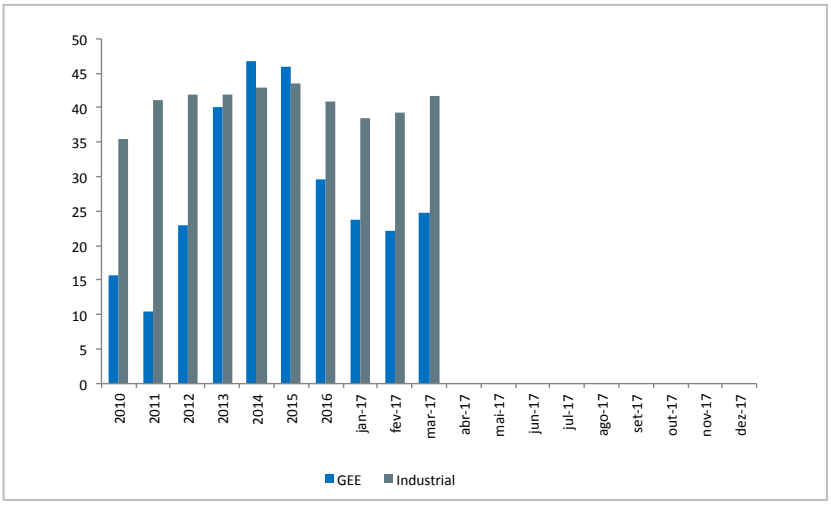
Embora o consumo dos segmentos automotivo, residencial, comercial e de cogeração tenha recuado em 2%, 4,4%, 5,3% e 6,5%, respectivamente, a demanda por gás natural no setor industrial passou de um volume de 39,33 MMm³/dia para 41,73 MMm³/dia no mês de março e, no segmento de geração elétrica, esse volume demandado de gás natural foi de 24,8MMm³/dia, que representa um aumento de 12% em comparação a fevereiro. Maiores detalhes podem ser analisados na Tabela 3.4 e nos Gráficos 3.5 e 3.6.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Industrial	41,73	6,10%	5,78%		39,33	39,45
Automotivo	5,32	-2,03%	7,91%		5,43	4,93
Residencial	0,87	-4,40%	-4,40%		0,91	0,91
Comercial	0,71	-5,33%	-12,35%		0,75	0,81
GEE	24,84	12,09%	-7,66%		22,16	26,90
Cogeração	2,29	-6,53%	-6,91%		2,45	2,46
Total	76,29	6,64%	0,30%		71,54	76,06

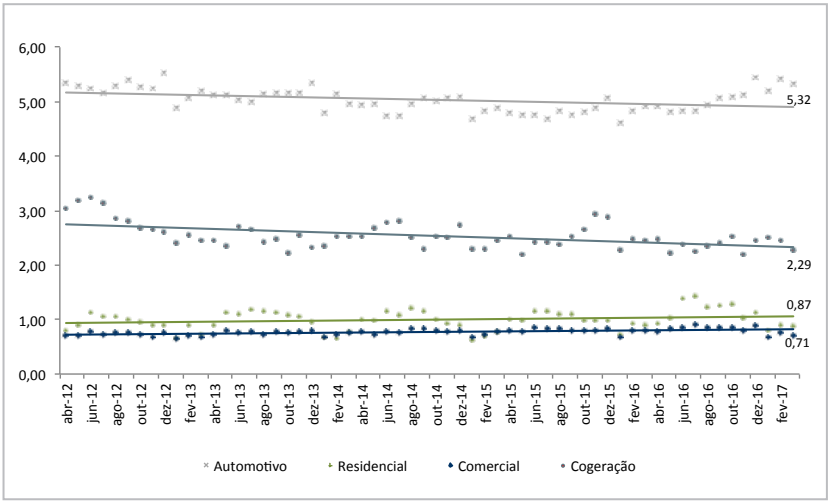
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.5: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.6: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)

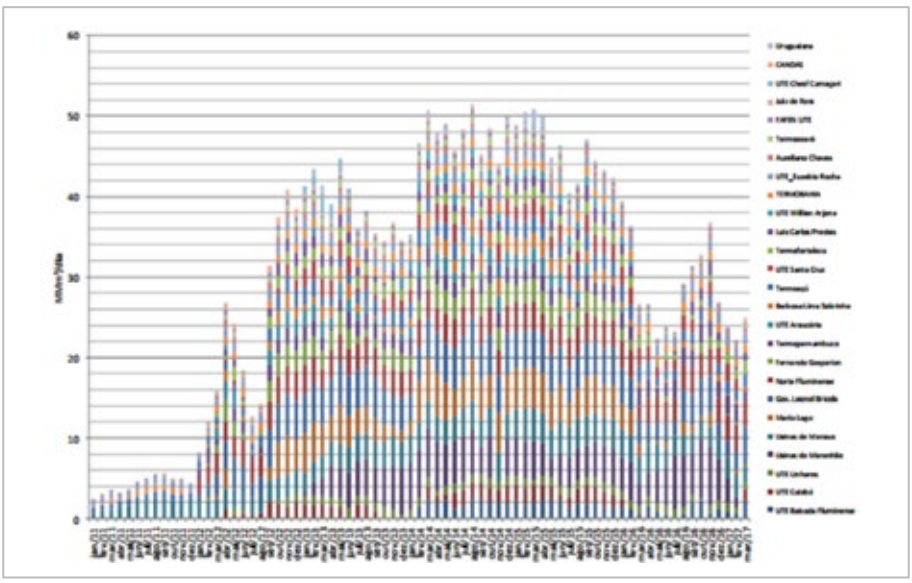


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O aumento da demanda por gás natural que vem ocorrendo no setor industrial pode ser justificado pelos indícios de recuperação, ainda que moderada, na economia brasileira. O gás natural tem sido visto como um combustível atrativo na indústria, por ser um combustível mais limpo, econômico, eficiente e seguro. Dos 2,4MMm³/dia que houve de aumento no consumo industrial de gás natural, 0,5MMm³/dia está relacionado ao maior consumo nas refinarias e 1,9MMm³/dia ao maior volume entregue pelas distribuidoras.

Já em relação ao aumento do consumo de gás natural para geração elétrica na ordem de 2,6MMm³/dia, o maior incremento foi devido ao aumento no consumo nas UTEs Baixada Fluminense, Cuiabá e Governador Leonel Brizola. O Gráfico 3.7 apresenta o histórico recente de consumo total de gás natural do segmento termelétrico, segmentado por usina termelétrica.

GRÁFICO 3.7 – Consumo Total de Gás Natural do Segmento Termelétrico

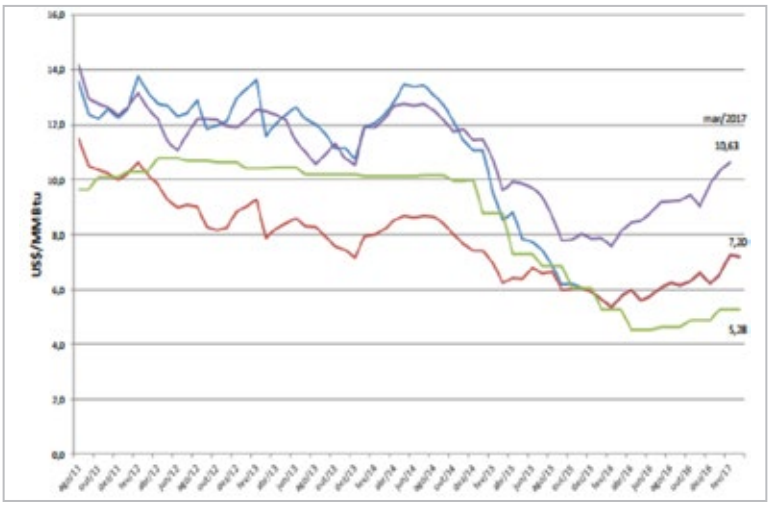


D) O PREÇOS

Fazendo uma análise no preço do gás natural no mês de março, foi possível verificar uma queda de 1% no preço médio nacional do gás no city gate, que é o preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras, que passou de 7,5US$/MMBTU em fevereiro para 7,4US$/MMBTU em março[5]. Já o decréscimo no preço do gás no Programa Prioritário Termelétrico (PPT) foi de 0,5%, fechando em 4,2US$/MMBTU.

Analisando o histórico de preços do gás natural apresentado no Gráfico 3.8, pode-se observar que o preço do gás natural da Petrobras para as Distribuidoras na Nova Política Modalidade Firme, visto que desde novembro de 2015 não é aplicado desconto provisório pela Petrobras sobre os preços contratuais, é equivalente a 68% do preço do óleo combustível A1 (preços para distribuidoras). Em relação ao preço do gás importado por gasoduto, da Bolívia, o gás boliviano é 73% do valor do gás natural da Petrobras.

GRÁFICO 3.8 – Histórico de Preços do Gás Natural



Fonte: MME (2017)

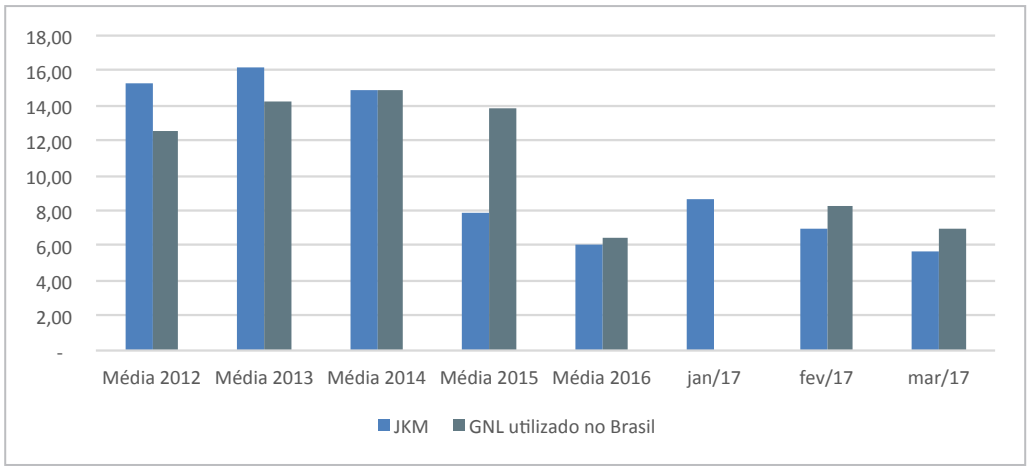
5 A partir de dezembro de 2016 passaram a vigorar renegociações do contrato Nova Política Modalidade Firme, sendo discriminados os valores de transporte e molécula.

Também registrou leve baixa o preço do gás natural das distribuidoras para o consumidor final da indústria, que ficou entre 12,US$/MMBTU e 14,3US$/MMBTU, com tributos, a depender do volume comercializado. Comparando com os preços para a indústria no mesmo período do ano passado, se pode observar que o aumento registrado foi, na média, de 5,6%.

A média de preços aos consumidores finais do segmento residencial foi de 30,1US$/MMBTU, com tributos, na faixa de consumo de 12m³/mês, de 23,1US$/MMBTU para os consumidores comerciais, com a faixa de consumo de 800m³/mês, e de 12,5US$/MMBTU e 19,7US$/MMBTU para o segmento automotivo para postos e consumidor final, respectivamente.

Em relação ao preço do GNL, enquanto que o preço de referência *Japan Korea Marker* (JKM)[6] foi de 5,7US$/MMBTU no mês de março, o preço FOB do GNL utilizado no Brasil foi de 7,02US$/MMBTU. Como pode ser analisado no Gráfico 3.9, ao passo que houve uma grande variação no patamar de preços JKM entre os anos 2014 e 2015, sendo registrado uma queda de 47% no preço do GNL, a mudança no patamar dos preços do GNL utilizado no Brasil foi entre os anos 2015 e 2016, onde foi registrado uma queda de 53% no preço do gás. Essa queda foi explicada pelo excesso de oferta no mercado internacional a partir do final de 2015. Vale mencionar que o mundo aguarda preços ainda mais deprimidos para o GNL no mercado internacional, devido, exatamente, a esse excesso de oferta (para maiores detalhes vide Coluna de Opinião "Cenários e Oportunidades Globais para a Indústria Brasileira de GNL", site da FGV Energia, 2017).

GRÁFICO 3.9 – Preços de Gás Natural Liquefeito - GNL (US$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME (2017).

Quanto aos preços do gás natural no mercado internacional, enquanto que no mercado europeu o preço sofreu queda de 14,7% em relação a fevereiro, estando em 5,4US$/MMBTU no mês de março, o Henry Hub sofreu alta de 1,2%, sendo cotado a 2,8US$/MMBTU, o preço do gás natural no mercado japonês registrou aumento de 5,2%, e o preço na Rússia sofreu aumento de 2,6%. O preço do gás natural no mercado japonês e russo atingiu seu maior valor dos últimos doze meses, sendo cotado a 7,7US$/MMBTU e 5,8US$/MMBTU, respectivamente. Maiores detalhes sobre os preços do gás natural no mercado nacional e internacional podem ser vistos na Tabela 3.5.

[6] O Platts JKM é o preço de referência do GNL para as cargas físicas locais referenciadas em contratos entre países do Nordeste da Ásia e globalmente.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US$/MMBTU)

		mar-17	mar-17/fev-17	mar-17/mar-16	12 meses	fev-17	mar-16
Henry Hub		2,87	1,93%	64,77%		2,82	1,74
Europa		5,36	-14,67%	23,86%		6,28	4,33
Japão		7,70	5,17%	10,13%		7,32	6,99
Rússia		5,81	2,57%	46,89%		5,66	3,96
PPT *		4,19	-0,49%	5,44%		4,21	3,97
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	7,41	-0,80%			7,47	
	2.000 m³/dia **	14,36	-0,01%	4,45%		14,36	13,74
	20.000 m³/dia **	12,67	-0,14%	6,53%		12,68	11,89
	50.000 m³/dia **	12,25	-0,17%	6,00%		12,27	11,55

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial.
Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

* não inclui impostos ** preços c/ impostos em US$/MMBTU

E) O FUTURO

Ao passo que o vencimento do contrato da Petrobras de importação de gás natural da Bolívia se aproxima, tem sido discutido recentemente opções para garantir o fornecimento de gás natural a partir de 2020 para a região Sul, que atualmente tem o gás boliviano como única fonte supridora de gás natural. Dentre as soluções analisadas estão, entre outras:

1) Consolidação de um memorando de entendimento entre os Estados do Sul e a Bolívia, para manter a importação de gás natural, mesmo sem a intermediação da Petrobras;
2) Fornecimento através de um terminal de GNL que seria construído em um dos portos da região, sendo Santa Catarina forte candidata por apresentar melhores condições técnicas e geográficas para o empreendimento.

Além das discussões expostas, outras tentativas de diminuir o grau de dependência do gás boliviano também têm sido feitas, como a retomada de estudos para instalação de gasoduto para o gás natural brasileiro da Bacia do Solimões da Unidade Petrolífera de Urucu, localizada no Estado do Amazonas.

Em relação ao consumo de gás natural, embora a demanda por gás natural para geração elétrica esteja 7,6% menor do que aquela do mesmo período de 2016, em função de um menor despacho termelétrico este ano, o governo tem estudado a necessidade de contratação de termelétricas a gás no segundo semestre de 2017, de forma a garantir a segurança do abastecimento nas regiões Nordeste e Sudeste.

Devido a atual situação dos reservatórios das usinas do rio São Francisco, que não estão em condições de suportar em tal grau a intermitência das novas fontes renováveis quanto a necessidade de carga, o MME está avaliando a necessidade de uma alternativa de geração firme, que coloca as térmicas a gás em posição favorável, por serem mais limpas e baratas do que outras fontes de energia fóssil. Se tal avaliação resultar em inclusão de térmicas a gás na base da geração elétrica, será possível visualizar um aumento considerável de demanda por gás natural por esse segmento.

Já existe uma térmica licitada em Sergipe, a UTE Porto de Sergipe I, que promete ser a maior termelétrica da América Latina. Com planos de entrar em operação em janeiro de 2020, a térmica terá capacidade de gerar 1,5GW de energia elétrica, onde foi firmado um contrato de longo prazo de fornecimento de GNL com o nível de flexibilidade requerido sobre o contrato de compra e venda de energia (PPA) contratado[7]. A UTE Porto de Sergipe I é um projeto integrado *downstream* com participação das empresas Golar LNG com a FSRU, da General Eletric com a planta de energia, linhas de transmissão e Operação & Manutenção, e da Ocean LNG Limited para fornecimento de GNL.

[7] Após a realização do Leilão de Energia pela CCEE, por delegação da ANEEL, o empreendedor que vence o leilão, no caso de Leilão do Ambiente de Contratação Regulada, precisa assinar contratos de compra e venda com as distribuidoras de energia.