

Gás Natural

*Por Larissa Resende**

DADOS GERAIS

No mês de novembro (2017) a produção de gás natural nacional foi de 113,4MMm³/dia, estando em 1,2MMm³/dia abaixo da produção de outubro e 2,3MMm³/dia acima da produção neste mesmo período do ano anterior.

Já a oferta de gás nacional não apresentou variação significativa, alcançando o patamar de 65,1 MMm³/dia, queda de 0,3% em relação ao mês de outubro (2017) e aumento de 3,9% se comparado ao mesmo período do ano anterior.

Em relação ao consumo de gás natural, este apresentou forte queda, de 11,5MMm³/dia, sendo consumido um total de 85,3MMm³/dia de gás natural em novembro (2017). O volume consumido também foi inferior aquele registrado no mesmo período do ano de 2016, onde havia sido registrado um consumo de 87,1MMm³/dia.

Consequentemente, sofreu queda também a importação do combustível, que fechou em 35,2 MMm³/dia, 5,5% abaixo do importado no mês anterior, mas 20,4% acima do consumo do mesmo período do ano de 2016. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Produção Nacional	113,4	-1,0%	2,1%		114,6	111,1
Oferta de gás nacional	65,1	-0,3%	3,9%		65,3	62,6
Importação	35,2	-5,5%	20,4%		37,3	29,2
Consumo	85,3	-11,9%	-2,1%		96,8	87,1

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no mês de novembro (2017) apresentou queda de 1,2 MMm³/dia, devido, sobretudo, a parada programada para manutenção do FPSO Cidade de Niterói, que opera no campo de Marlim Leste, na Bacia de Campos e redução da produção em campos do Amazonas devido à manutenção no sistema de compressão. Desta produção, a parcela de gás que ficou indisponível ao mercado apresentou queda de 2,0% em relação ao mês anterior, em decorrência à diminuição do gás reinjetado - em 2,9% - e ao consumo interno em E&P, que apresentou queda de 3,0%. Já em relação ao gás perdido na queima e na absorção em UPGN's, estes apresentaram aumento de 5,3% e 0,7%, respectivamente. A proporção oferta nacional sobre produção bruta registrou o maior valor dos últimos 12 meses, estando em 57,4%, como pode ser observado na Tabela 3.2.

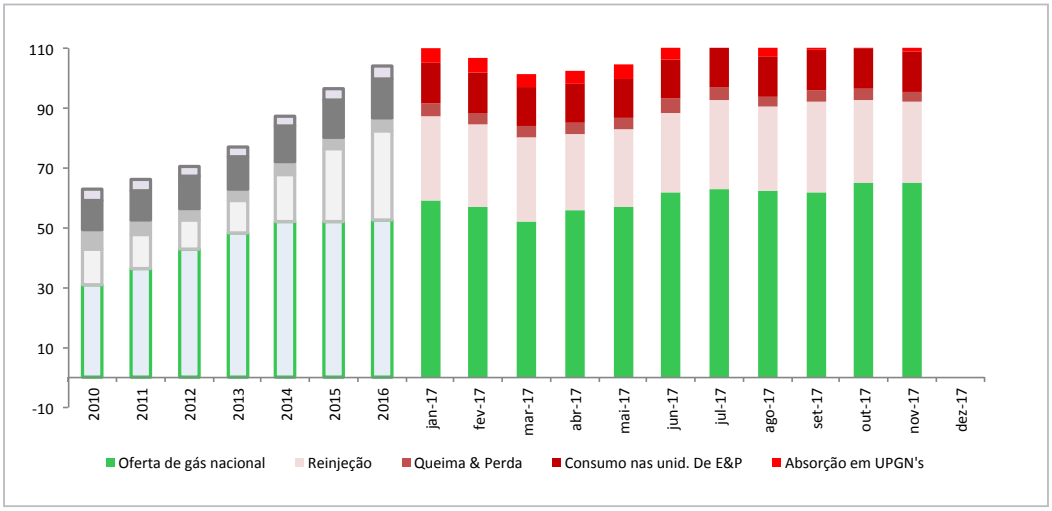
Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Prod. Nacional Bruta		113,4	**-1,0%**	2,1%		114,6	111,1
Produção Indisponível	Reinjeção	26,8	**-2,9%**	0,1%		27,6	26,8
	Queima	3,6	5,3%	**-6,8%**		3,4	3,8
	Consumo interno em E&P	13,4	**-3,0%**	0,5%		13,8	13,3
	Absorção em UPGN's	4,6	0,7%	0,2%		4,6	4,6
	Subtotal	48,3	**-2,0%**	**-0,3%**		49,3	48,5
Oferta de gás nacional		**65,1**	**-0,3%**	3,9%		**65,3**	**62,6**
Ofert nacional/Prod. Bruta		57,4%	0,8%	1,8%		57,0%	56,4%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A desfragmentação da produção nacional bruta do mês de novembro (2017) encontra-se apresentada no Gráfico 3.1, onde é possível observar a estabilização da produção e oferta de gás natural nacional em patamares superiores àqueles na média dos últimos anos.

Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm³/dia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Já ao analisar o volume de gás natural importado no mês de novembro (2017), que se encontra apresentado na Tabela 3.3, é possível observar retração de 10,2% (ou 1,0 MMm³/dia) no volume de gás natural regaseificado e de 3,9% (ou 1,1 MMm³/dia) no volume de gás importado via GASBOL, resultando em um volume total importado de 35,2MMm³/dia. Embora essa importação total esteja em 2,1MMm³/dia abaixo do total importado em outubro (2017), esta se encontra em 6,0MMm³/dia acima do importado em novembro de 2016.

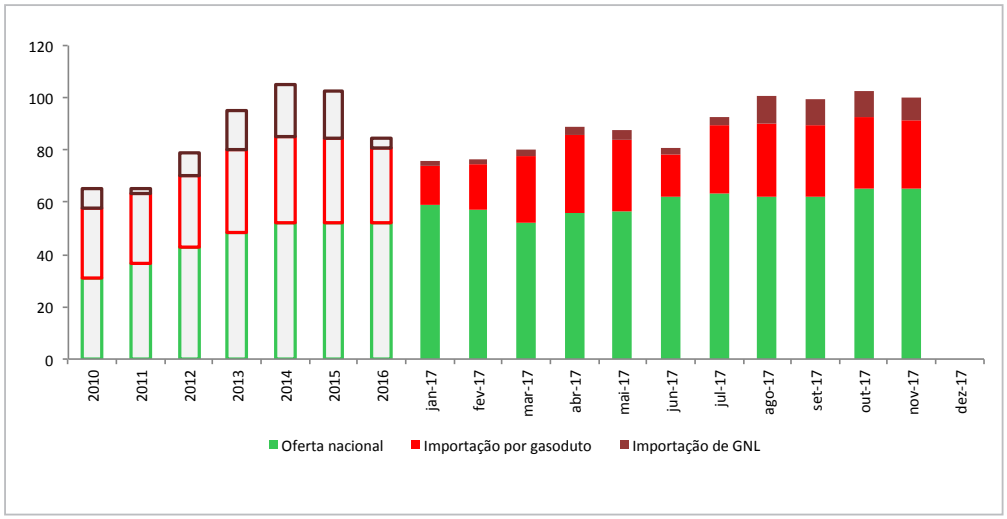
Como é possível analisar no Gráfico 3.2, enquanto a oferta de gás nacional apresenta uma certa estabilidade, a importação de gás natural oscila para acomodar as variações no consumo do energético.

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

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Gasoduto	26,4	-3,9%	-5,0%		27,5	27,8
GNL	8,8	-10,2%	525,7%		9,8	1,4
Total	35,2	-5,5%	20,4%		37,3	29,2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.2: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

CONSUMO

O consumo de gás natural apresentou contração de 11,5MMm³/dia se comparado ao mês anterior, fechando o mês de novembro (2017) em 85,3MMm³/dia, sendo o setor elétrico o principal responsável pela queda. A diminuição do despacho termelétrico é devido ao desligamento, pouco a pouco, das termelétricas diante da recuperação gradativa dos reservatórios das hidrelétricas.

Enquanto o consumo dos segmentos industrial e comercial se mantiveram estáveis em 40,8 MMm³/dia e 0,8MMm³/dia, respectivamente, o consumo

de gás natural para geração elétrica apresentou queda de 6,1%, fechando em 42,5MMm³/dia. Já o consumo dos segmentos de cogeração, residencial e automotivo apresentou aumento de 9,7%, 4,4% e 1,5%, respectivamente, fechando o mês em 3,1MMm³/dia, 1,2MMm³/dia e 5,6MMm³/dia, respectivamente, tendo o setor automotivo e de cogeração alcançado o seu maior consumo dos últimos doze meses, como pode ser observado na Tabela 3.4.

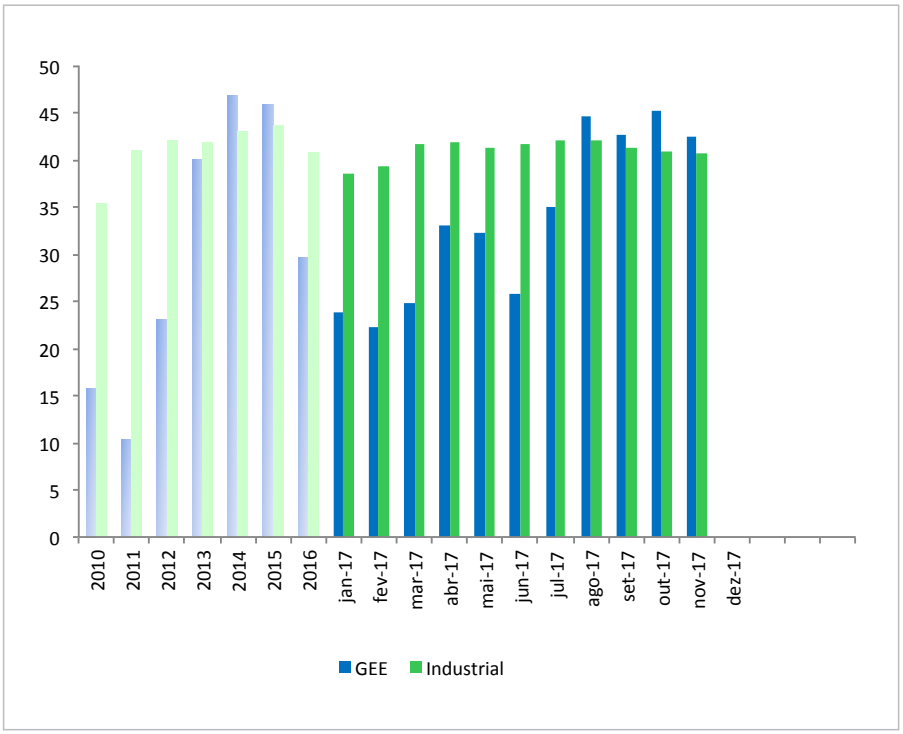
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Industrial	40,8	0,0%	-0,5%		40,8	41,0
Automotivo	5,6	1,5%	9,0%		5,5	5,1
Residencial	1,2	4,4%	13,5%		1,1	1,0
Comercial	0,8	0,0%	-2,5%		0,8	0,8
GEE	42,5	-6,1%	16,4%		45,2	36,5
Cogeração	3,1	9,7%	39,7%		2,8	2,2
Total	85,3	-11,9%	-2,1%		96,8	87,1

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao analisar o Gráfico 3.5, é possível observar que, embora o consumo de gás natural para geração elétrica tenha sofrido queda no mês de novembro, este se mantém em patamares elevados se comparado ao consumo do primeiro semestre de 2017. Já em relação ao consumo do segmento industrial, pode-se observar que este tende a se manter mais estável que o anterior.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

PREÇOS

Em relação aos preços do gás natural no mercado internacional em novembro (2017), como pode ser observado na Tabela 3.5, enquanto o preço no mercado europeu e japonês apresentou queda em comparação ao mês anterior, estando a 6,0US$/MMBTU e 7,8US$/MMBTU, respectivamente, o preço do Henry Hub e do NBP apresentou aumento, sendo cotados a 3,0US$/MMBTU e 6,4US$/MMBTU, respectivamente.

Já em relação ao gás natural importado, ao passo que o GNL foi entregue, na média, a 9,0US$/MMBTU no Japão, tendo sofrido aumento de 9,4% em relação a cotação de outubro (2017), o GNL foi entregue a 8,2US$/MMBTU no Brasil – aumento de 11,7% se comparado ao mês anterior. Já o preço do gás natural importado via gasoduto – GASBOL - este chegou ao Brasil a 5,9US$/MMBTU, maior preço dos últimos doze meses, que foi cotado a 5,0US$/MMBTU no mesmo período do ano anterior.

Comparando o preço do gás natural comercializado internamente no Brasil, enquanto este foi entregue a 4,2US$/MMBTU do programa prioritário termelétrico, este foi entregue da Petrobras para as distribuidoras - no city gate – a 7,4US$/MMBTU e das distribuidoras para os consumidores industriais entre 13,4 e 15,6US$/MMBTU, como pode ser observado na Tabela 3.5.

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

		nov-17	nov-17/out-17	nov-17/nov-16	12 meses	out-17	nov-16
Henry Hub		3,0	3,8%	17,0%		2,9	2,6
Europa		6,0	-1,3%	20,5%		6,1	5,0
Japão		7,8	-0,6%	11,6%		7,8	6,9
NBP*		6,4	2,6%	-2,3%		6,2	6,5
GNL no Japão		9,0	9,4%	29,1%		8,2	7,0
GNL no Brasil		8,2	11,7%	36,6%		7,3	6,0
Gás Importado no Brasil **		5,9	0,2%	17,6%		5,9	5,0
PPT ***		4,2	0,2%	1,6%		4,2	4,1
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	7,4	-0,6%	17,1%		7,4	6,3
	2.000 m³/dia ****	15,6	-2,4%	15,3%		16,0	13,6
	20.000 m³/dia ****	13,8	-2,4%	15,4%		14,2	12,0
	50.000 m³/dia ****	13,4	-2,4%	15,2%		13,7	11,6

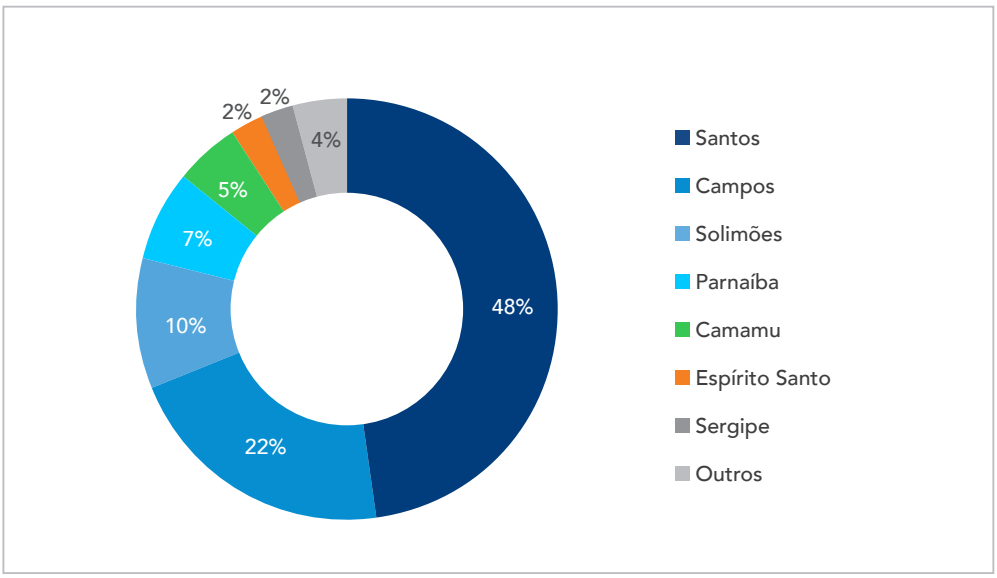
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI.
* National Balancing Point (UK) ** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)
*** não inclui impostos **** preços c/ impostos em US$/MMBTU

PRÉVIA – DEZEMBRO 2017

No mês de dezembro de 2017 a produção de gás natural nacional se manteve estável a 113 MMm³/dia, apresentando pequena redução de 0,03% se comparado ao mês de novembro (2017).

Em relação a origem da produção, 79,8% foi oriunda de campos marítimos, sendo a produção do pré-sal de 52MMm³/dia vindos de 85 poços. Os campos recordistas foram Lula, na Bacia de Santos, com produção média de 33,1 MMm³/dia de gás natural e Estreito, na Bacia de Potiguar, que teve o maior número de poços produtores, 1102 campos. Já os campos marginais e as bacias maduras terrestres foram responsáveis pela produção de 1,0MMm³/dia e 3,6MMm³/dia de gás, respectivamente. A Figura 3.1 apresenta a distribuição da produção de gás natural por bacia.

FIGURA 3.1 – Distribuição da Produção de Gás Natural por Bacia – Dezembro/17



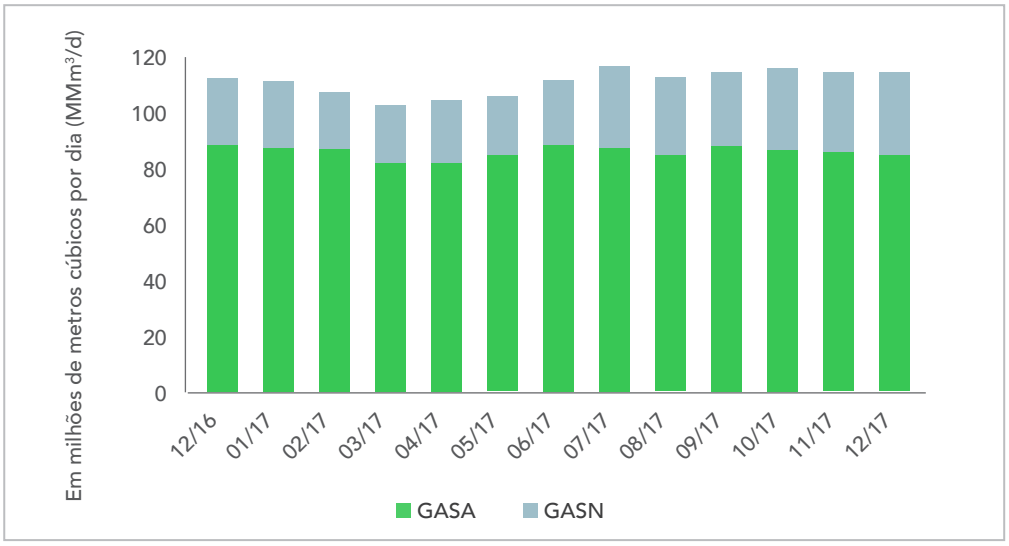
Fonte: ANP (2017)

Em relação a produção de gás natural que ficou indisponível ao mercado no mês de dezembro, 3,9MMm³/dia foi perdido em queima, volume de queima 8,4% superior ao comparado ao mês anterior e redução de 11,11% se comparado ao mesmo período do ano anterior. As bacias de Santos (47%) e Campos (40%) foram as recordistas no quesito queima, sendo os campos de Lula e Mero, ambos na bacia de Santos, responsáveis por 40% da queima total. Da produção bruta, o percentual de gás reinjetado foi de 24%, enquanto que o consumo interno foi de 11% e o volume queimado de 3%.

BALANÇO 2017

Com o fechamento do ano de 2017, foi possível constatar uma produção total de 40 Bilhões de m³ de gás natural no ano, com média diária de 110MMm³/dia – sendo registrado aumento na produção anual de 6% se comparado à 2016. O histórico de produção de gás natural dos últimos doze meses está apresentado na Figura 3.2, onde é possível observar uma maior estabilidade da produção de gás natural associado (GASA) frente a produção de gás não associado ao petróleo (GASN).

FIGURA 3.2 – Histórico de produção de gás natural – Dezembro/17



Fonte: ANP (2018)

Em relação ao consumo de gás natural, segundo o levantamento estatístico da Abegás (2018)[14], no acumulado de 2017 foi possível observar crescimento de 7,2% se comparado ao ano anterior, onde foram consumidos, em média, 65,9MMm³/dia em 2017. Em virtude do início da recuperação econômica, foi possível observar em 2017 aumento de 3,3% no consumo industrial, se comparado ao ano anterior, enquanto que a consolidação do Gás Natural Veicular (GNL) permitiu o aumento de 8,7% de crescimento na média do consumo pelo segmento automotivo. O uso do GNV, que vinha se consolidando ao longo do tempo foi alavancado devido a política de preços para os combustíveis líquidos adotadas pela Petrobras em meados de 2017, o que incentivou que os consumidores tivessem a percepção da economia que o GNV pode proporcionar ao bolso das famílias.

Já o consumo de gás natural pelo segmento comercial e de cogeração apresentou queda de 6,1% e avanço de 11,6%, respectivamente, na comparação entre as médias acumuladas de 2017 e 2016. Em relação ao consumo na geração elétrica, este elevou em 37,9% em 2017 se comparado ao acumulado de 2016.

FUTURO

No mês de dezembro de 2017 o IBAMA emitiu a licença prévia para as instalações offshore de gás natural do projeto termelétrico Porto de Sergipe, no município de Barra dos Coqueiros, que com capacidade instalada de 1.551MW poderá abastecer 15% da demanda de energia do Nordeste. A usina, que já está sendo construída, será finalizada até 2019, onde terá início a fase de testes e

[14] http://www.abegas.org.br/Site/?p=65991

comissionamento para que no início de 2020 esteja pronta para fornecer energia comercialmente. O FSRU terá capacidade de 170.000m³ de GNL, que serão suficientes para atender a UTE Porto de Sergipe I por 17 dias gerando a plena carga.

Se tratando de gás do pré-sal, no último leilão de energia Nova A-6 foi contratada a termelétrica Vale Azul II, pertencente ao consórcio Marlim Azul, que, com capacidade instalada de 466,3MW, será a primeira térmica no Brasil a usar gás natural do pré-sal, onde a Shell está em negociação exclusiva para o fornecimento. A usina, que tem início de suprimento previsto para 2023, além de conseguir utilizar uma nova fonte de gás, com custo variável unitário (CVU) de R$85,00 por MWh seria possível a inclusão da usina na base de geração elétrica.

Ainda no tema leilão de energia, a EPE pretende definir um preço-teto de energia no leilão A-5 de setembro de 2018 de forma a atrair a participação de usinas térmicas na competição, evitando que a proporção de térmicas na matriz elétrica brasileira caia. Cerca de 20 gigwatts de térmicas a gás se cadastraram para participar do leilão, sendo a grande parte a GNL.

Em relação ao Gás para Crescer, de forma a evitar a paralisação do projeto como um todo, é esperado que o governo federal ceda no impasse sobre a regulação do mercado livre de gás natural, mantendo no substitutivo do PL a regulação pelos estados, não mais pela ANP. O projeto se encontra na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados onde a pauta é uma das agendas prioritárias do MME para 2018.