



Ministério
de Minas e Energia

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Edição 69 DEPG

janeiro de 2018

INTRODUÇÃO

As notícias relativas as atividades de E&P e os informes sobre as ações conduzidas pelo DEPG estão atualizadas até o dia 18 de janeiro de 2018. As demais informações de exploração e produção de petróleo e gás natural deste Boletim são relativas ao mês de novembro de 2017, e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis—ANP*.

*http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_novembro-2017.pdf

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES

Nesta edição:

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES	1
DADOS DE NOVEMBRO	2
EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO	3
PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIO	3
PETRÓLEO NOS ESTADOS	4
PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO	5
GÁS NATURAL NOS ESTADOS	6
GÁS NATURAL - IMPORTAÇÃO	7
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	8

◆ Petrobras e Total informaram, em 15 de janeiro de 2018, que finalizaram um marco importante na realização de sua Aliança Estratégica, anunciada em 01/03/2017, com a conclusão das seguintes transações:

- Cessão de direitos de 35% da Petrobras para a Total, assim como a operação, do Campo de Lapa, no bloco BM-S-9A, no pré-sal da Bacia de Santos. A nova composição do consórcio passa a ser: Total como operadora (35%), Shell (30%), Repsol-Sinopec (25%) e Petrobras (10%). O Campo de Lapa iniciou produção em dezembro de 2016, por meio do FPSO Cidade de Caraguatatuba, com capacidade de 100 mil barris por dia.
- Cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total da área de lara, que contém os campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu, no bloco BM-S-11A, no pré-sal da Bacia de Santos. A nova composição do consórcio passa a ser: Petrobras como operadora (42,5%), Shell (25%), Total (22,5%) e Petrogal (10%). A produção em lara está prevista para iniciar no segundo semestre de 2018 nos campos de Berbigão/Sururu, por meio do FPSO P-68, com capacidade de 150 mil barris por dia, seguido de um segundo FPSO, em 2019, no Campo de Atapu.

O valor pago nessas transações totaliza US\$ 1,95 bilhão. Esse valor não contempla uma linha de crédito que pode ser acionada pela Petrobras no valor de US\$ 400 milhões, representando parte dos investimentos da Petrobras nos campos da área de lara, além de pagamentos contingentes. Todas as condições precedentes às cessões de direitos foram cumpridas, incluindo a concessão de licenças de operação e instalação pelo IBAMA para que a Total se torne operadora do Campo de Lapa.

Atualmente, a Petrobras e a Total são parceiras em 19 consórcios de exploração e produção. No Brasil, as empresas são parceiras na área de Libra, primeiro contrato pelo regime de partilha de produção, localizada no pré-sal da Bacia de Santos. No exterior, são parceiras no Campo de Chinook, no Golfo do México nos EUA, nos campos de águas profundas de Akpo e Egina, na Nigéria, e nos campos de gás de San Alberto, San Antonio e Itaú na Bolívia, além de serem sócias no gasoduto Bolívia-Brasil. Fonte: Petrobras

◆ Em 18 de janeiro de 2018, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial (DOU) a Portaria nº 17, que institui o Comitê Diretivo (CDR) do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). O programa, lançado em janeiro de 2017, em Salvador – BA, tem por objetivo propor e monitorar ações, projetos e políticas voltadas para o incremento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra. O REATE foi desenvolvido pelo MME em conjunto com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a partir de diagnóstico setorial e etapa de consulta pública, que contou com a contribuição de diversos fóruns regionais sobre esse tema. O CDR dará continuidade ao diálogo setorial para monitoramento e implementação das ações constantes do Relatório Técnico do REATE, que se encontra publicado no site do MME na Internet. Fonte: MME

◆ O governo federal publicou em 17 de janeiro a Portaria Interministerial Nº 15 que institui uma Comissão interministerial para concluir os termos da revisão do con-

trato de Cessão Onerosa de áreas para a exploração e produção de petróleo no pré-sal firmado entre União e Petrobras. A Comissão, formada pelo Ministério de Minas e Energia, Fazenda e Planejamento, poderá negociar com a Petrobras, no prazo de até 60 dias, prorrogáveis por igual período o valor do contrato; o volume máximo; o prazo de vigência; e os percentuais mínimos de conteúdo local. Ao final dos trabalhos, a Comissão interministerial vai propor uma minuta de aditivo contratual com base nos entendimentos acertados e a submeterá à apreciação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Fonte: MME

◆ Foi sancionada, em 28 de dezembro de 2017, a Lei Nº 13.586/2017. Esta lei dispõe sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural e institui regime tributário especial para as atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. Fonte: MME

DADOS DO MÊS DE NOVEMBRO

Em novembro de 2017 a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 3,308 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), valor 1,19% inferior ao verificado no mês anterior, que foi de 3,348 MMboe/d. Considerando somente o petróleo, a produção média em novembro foi de 2,595 MMbbl/d, valor 1,22% inferior ao registrado no mês anterior, que foi de 2,627 MMbbl/d. Em relação ao gás natural, a produção foi de 113 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), correspondendo a uma diminuição de 1,74% em relação ao mês anterior, que foi de 115 MMm³/d.

Os campos relativos ao horizonte geológico do pré-sal produziram o volume médio de 1,327 MMbbl/d de petróleo, um aumento de 1,61% em relação a outubro de 2017, com o volume de 1,306 MMbbl/d. Esses campos também produziram 52 MMm³/d de gás natural, um aumento de 1,96% em relação a outubro, com 51 MMm³/d.

No total, foram produzidos no horizonte geológico do pré-sal 1,652 MMboe/d de petróleo e gás natural, um

aumento de 1,47% em comparação com outubro, com o volume de 1,628 MMboe/d.

Em novembro, a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 8.014 poços, sendo 732 marítimos e 7.282 terrestres. Os campos marítimos produziram 95,3% do petróleo e 79,4 % do gás natural.

Os campos com acumulações marginais produziram 57 bbl/d de petróleo, produção 21,16% inferior a outubro, com o volume de 72,3 bbl/d. Esses campos também produziram 1,2 Mm³/d de gás natural, uma diminuição de 14,29% em relação a outubro, que foi de 1,4 Mm³/d.

As bacias maduras terrestres produziram 126,2 Mboe/d, uma diminuição de 2,92% em relação a outubro, com o volume de 130 Mboe/d. Nessas bacias foram produzidos 101,9 Mbbbl/d de petróleo, uma diminuição de 2,77% em relação a outubro, que foi de 104,8 Mbbbl/d e 3,9 MMm³/d de gás natural, produção 2,5% inferior a obtida em outubro, com 4,0MMm³/d.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

Houve uma Notificação de Descoberta comunicada à ANP em novembro de 2017. Tal notificação se deu em terra, com indício de gás natural. Esta descoberta foi no Bloco Exploratório PN-T-102, na Bacia do Parnaíba. Em novembro, houve uma Declaração de Comercialidade, na Bacia de Santos, no Bloco de Libra, no Campo de Mero.

Tabela 1 - Notificações de descoberta de hidrocarbonetos em 2017.

LOCALIZAÇÃO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	TOTAL
Terra	1	0	0	1	3	2	2	1	0	1	1	12
Mar	0	0	0	0	0	1	2	1	2	1	0	7
TOTAL	1	0	0	1	3	3	4	2	2	2	1	19

Fonte: ANP

Tabela 2 - Declaração de comercialidade em 2017.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	TOTAL
n°	0	1	0	0	1	0	0	0	0	2	1	5

Fonte: ANP

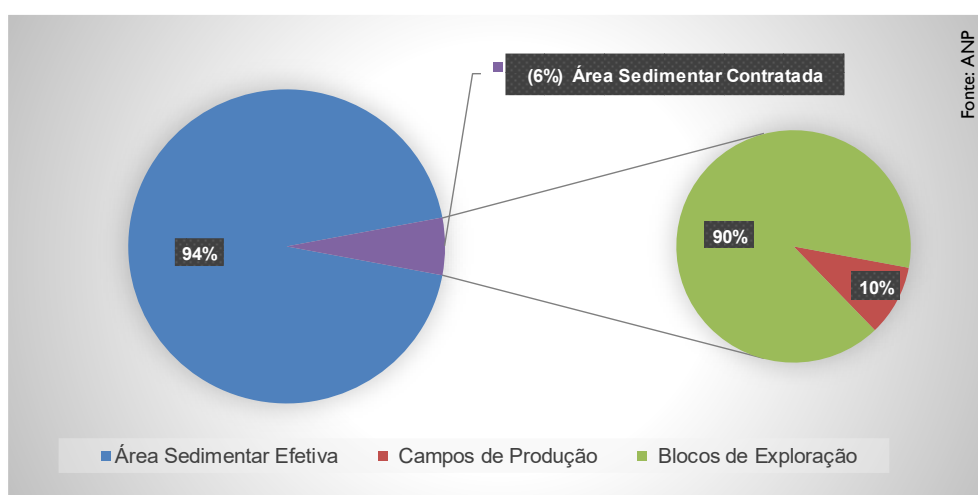


Gráfico I - Áreas concedidas, blocos e campos em produção até novembro de 2017.

PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIO

Em novembro de 2017, a Petrobras, na condição de concessionário, foi responsável por 76,87% da produção nacional de petróleo e gás natural, alcançando 2.542.679 boe/d. A Shell/BG Brasil, com 11,81% da produção nacional, produziu 390.767 boe/d. A terceira concessionária com maior produção no Brasil, em novembro de 2017, foi a Petrogal Brasil, tendo produzido 3,23% da produção do País (106.988 boe/d).

A Repsol Sinopec produziu 2,37% da produção nacional, sendo a quarta concessionária com maior produção (78.401 boe/d). A quinta concessionária que mais produziu foi a Parnaíba Gás Natural, com 1,44% (47.495 boe/d). A Statoil Brasil O&G foi a sexta concessionária com maior produção, com 1,07% (35.259 boe/d). As demais concessionárias alcançaram a parcela de 3,22% da produção nacional, com o volume de 106.382 boe/d.

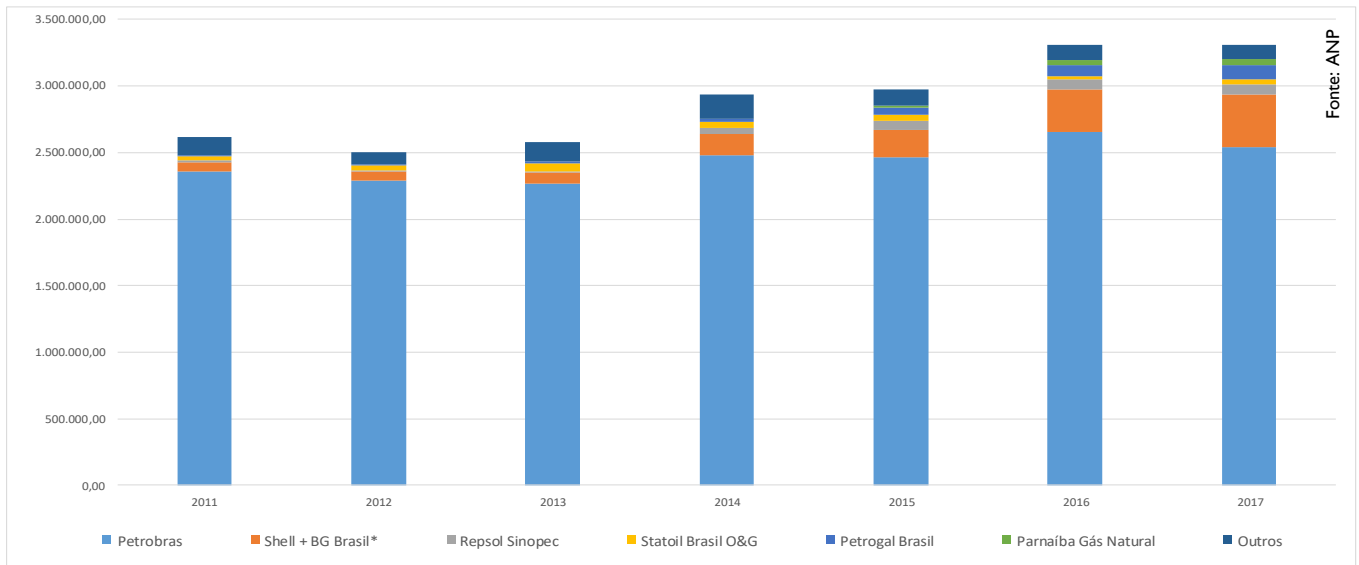


Gráfico 2 - Produção total em boe/d por concessionário nos meses de novembro, entre 2011 e 2017.

* Shell adquiriu a BG em fevereiro de 2016.

PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em novembro de 2017, o Estado do Rio de Janeiro produziu 68,4% da produção nacional de petróleo e LGN. Espírito Santo e São Paulo produziram 13,8% e 12,3%, respectivamente, do total nacional.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 72% da produção nacional, seguido por Espírito Santo (14%) e São Paulo (13%). Com relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Rio Grande do Norte (28%), Amazonas (25%) e Bahia (23%).

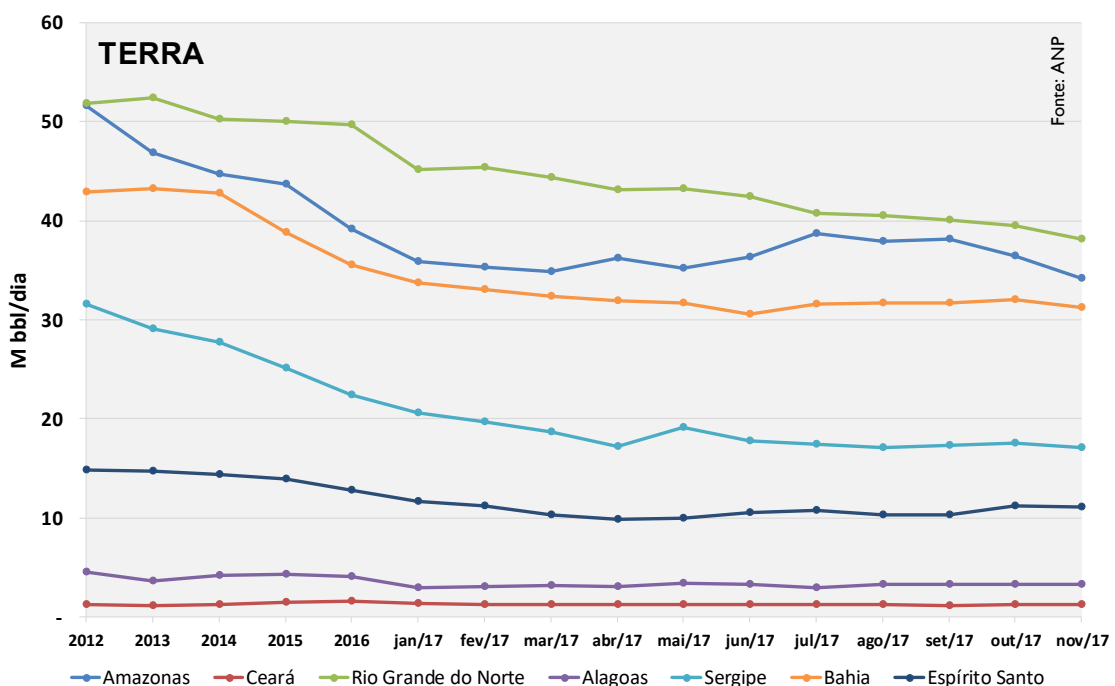


Gráfico 3 - Produção média diária de petróleo e LGN em terra por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em Mbb/d.

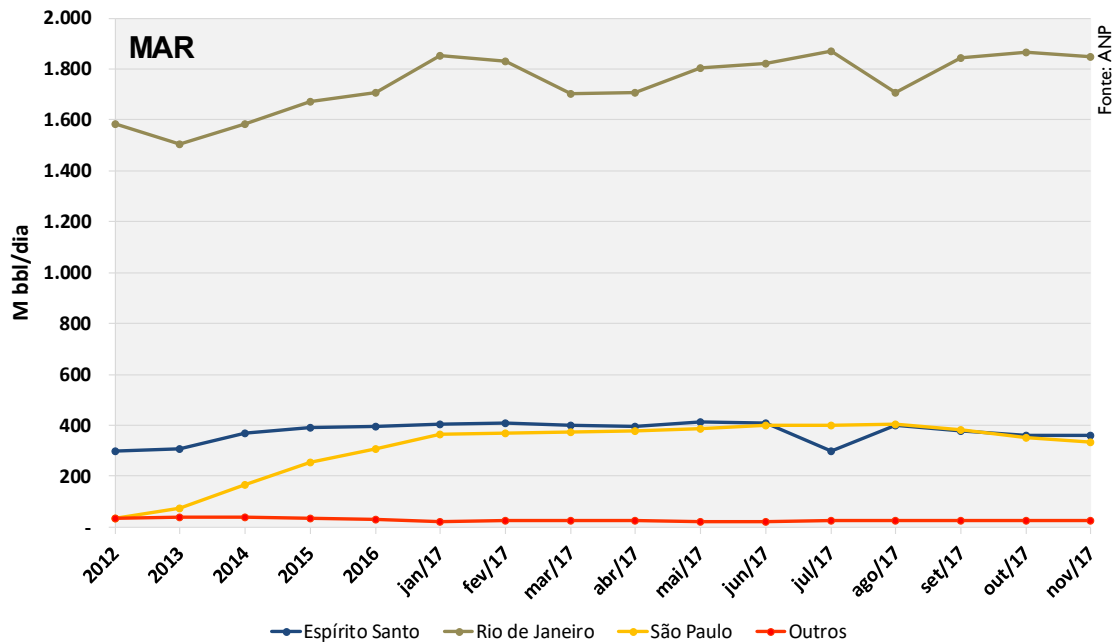


Gráfico 4 - Produção média diária de petróleo e LGN em mar por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em M bbl/d.

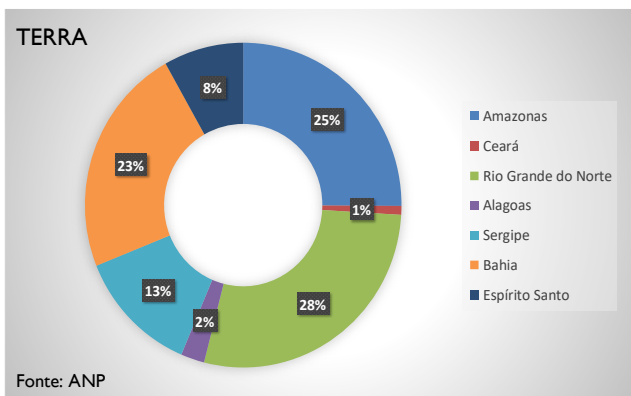


Gráfico 5 - Produção percentual de petróleo e LGN em terra, por estado em novembro de 2017.

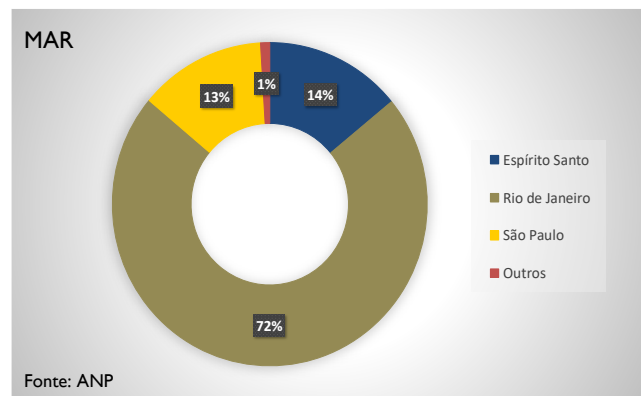


Gráfico 6 - Produção percentual de petróleo e LGN no mar por estado em novembro de 2017.

PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em novembro de 2017, foi exportado o volume médio de 590 M bbl/d de petróleo, valor 31,28% inferior ao registrado no mês de outubro de 2017 e 34,94% inferior em comparação com novembro de 2016. Essas exportações renderam ao País US\$ 877 milhões (FOB), valor 28,98% inferior ao mês anterior.

No mesmo período foi importado o volume médio de 181 M bbl/d, valor 2,68% inferior ao mês de outubro de 2017 e 5,77% superior ao mesmo período de 2016. O dispêndio com essas importações totalizou US\$ 314 milhões (FOB), valor 4,32% inferior a outubro de 2017 e 37,64% superior ao registrado no mês de novembro de 2016. Houve, portanto, um superávit aproximado de US\$ 563 milhões (FOB) entre a exportação e a importação de petróleo em novembro de 2017.

O Brasil importou petróleo dos seguintes países: Arábia Saudita (55%), Argélia (21%), Nigéria (15%) e outros (9%). O Brasil exportou para os seguintes países: China (51%), Índia (28%), EUA (10%), Santa Lúcia(6%), e Uruguai (5%)*.

*Informações extraídas do Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo do Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo, Ministério de Minas e Energia, n° 144, dezembro de 2017, página 13.

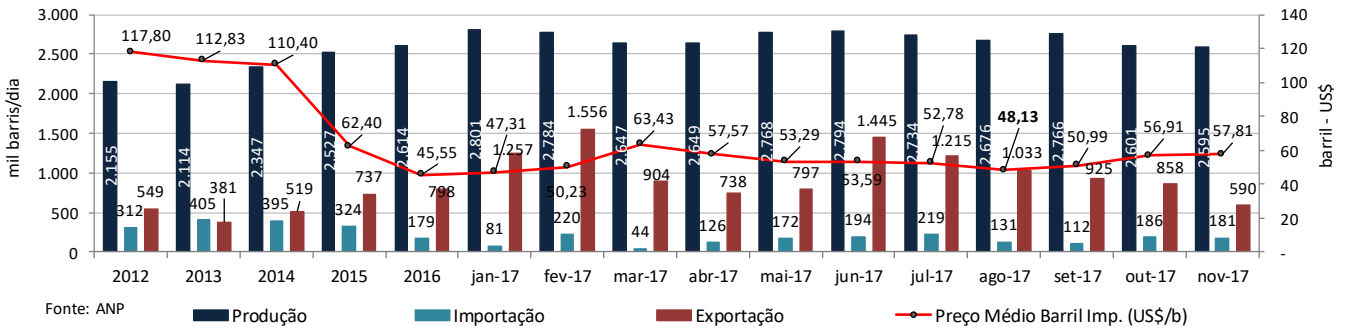


Gráfico 7 - Produção, importação, exportação e preço médio do barril de petróleo importado (Brent): média anual de 2012 a 2016 e média por mês em 2017.

GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Em novembro de 2017 o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 47,6% da produção nacional de gás natural. São Paulo e Espírito Santo produziram, respectivamente, 15,5 e 8,8% do total nacional.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 60% da produção nacional, seguido por São Paulo(20%) e Espírito Santo (11%). Com relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas (51%), Maranhão (31%) e Bahia (9%).

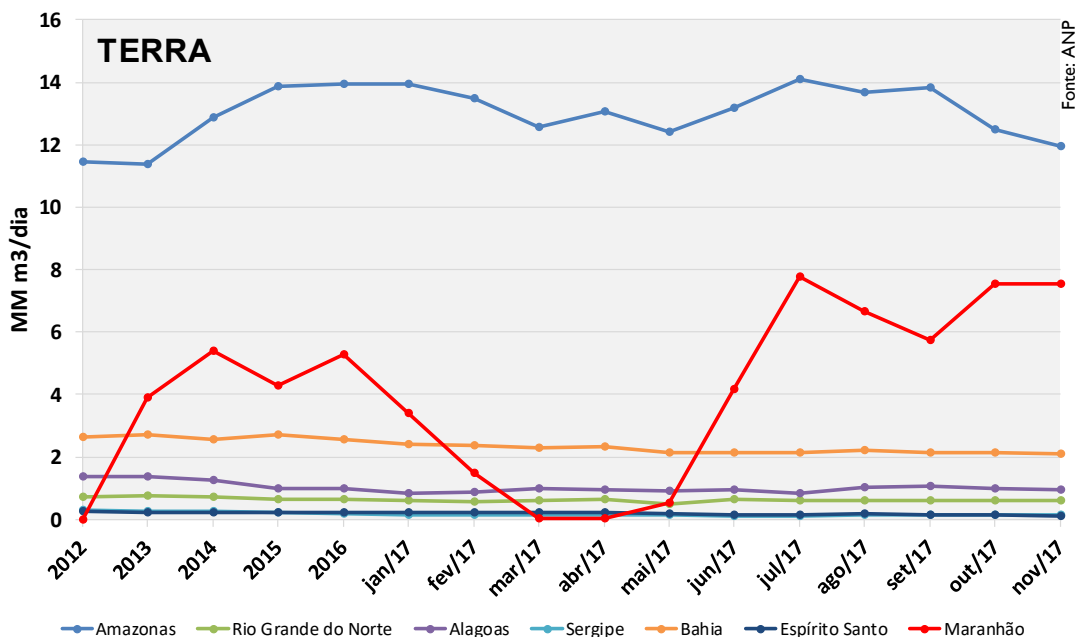


Gráfico 8 - Produção média diária de gás natural em terra por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em MMbbl/d.

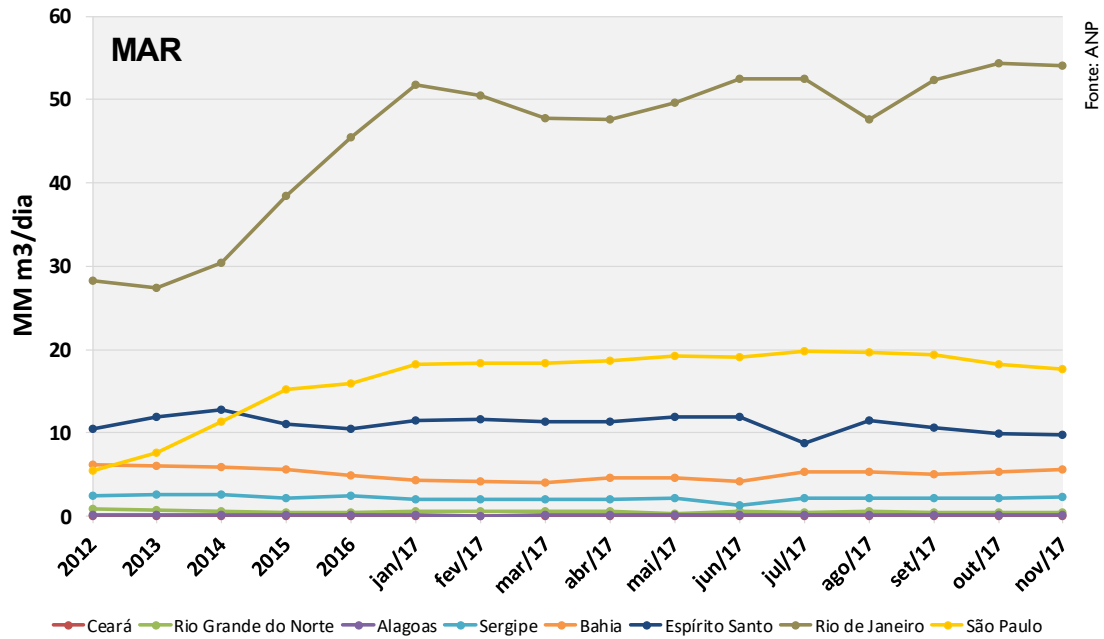


Gráfico 9 - Produção média diária de gás natural em mar por estado, anual entre 2012 e 2016, e mensal em 2017, em MMbb/d.

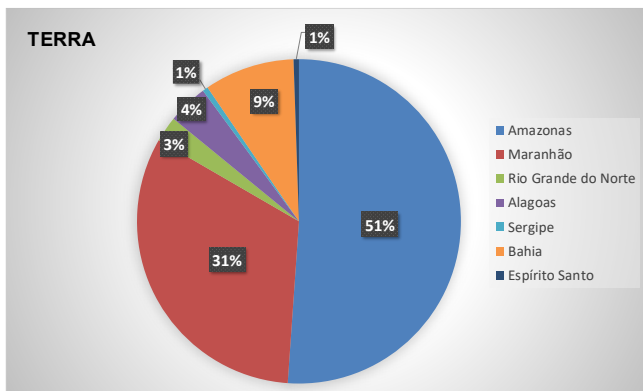


Gráfico 10 - Produção percentual de gás natural terra em outubro de 2017 por estado.

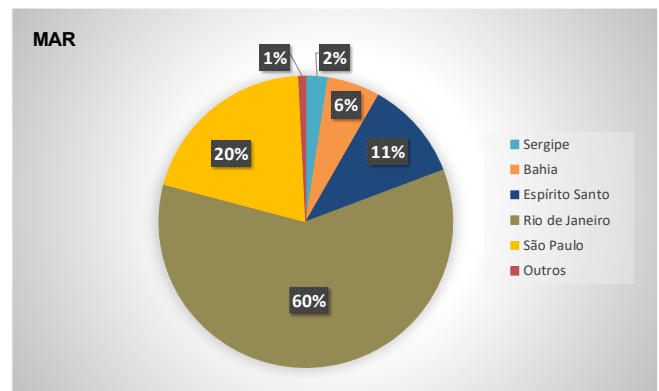


Gráfico 11 - Produção percentual de gás natural mar em outubro de 2017 por estado.

GÁS NATURAL – IMPORTAÇÃO

A importação média diária de gás natural em novembro de 2017 foi de 29,19 MMm³. Esse valor foi 26,4% inferior ao mês anterior e 5,64% inferior ao registrado em novembro de 2016.

Essas importações acarretaram o dispêndio de US\$ 161 milhões (FOB), valor 35,81% inferior ao mês anterior e 25,06% superior ao contabilizado em novembro de 2016.

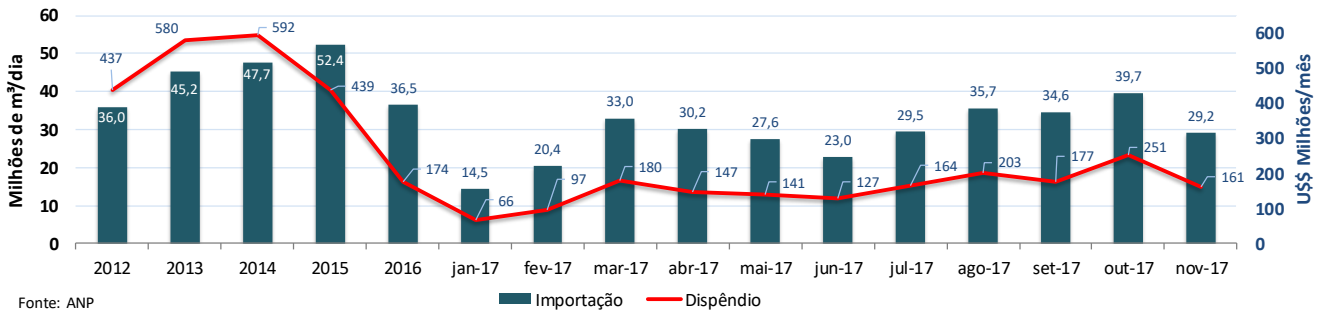


Gráfico 12 - Gás Natural - Importação de gás natural e dispêndio: média anual de 2012 a 2016 e mensal em 2017.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Os royalties arrecadados no mês de novembro de 2017 somaram R\$ 1,209 bilhão, valor 7,33% superior ao mês anterior e 16,84% superior a novembro de 2016. A arrecadação das Participações Especiais ocorre trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, alcançando em novembro de 2017 R\$ 3,82 bilhões.

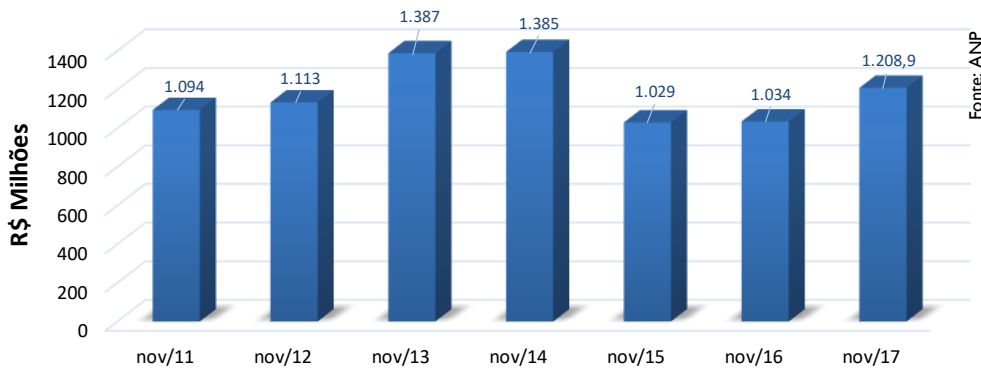


Gráfico 13 - Evolução da arrecadação dos royalties nos meses de novembro de 2013 a novembro de 2017.

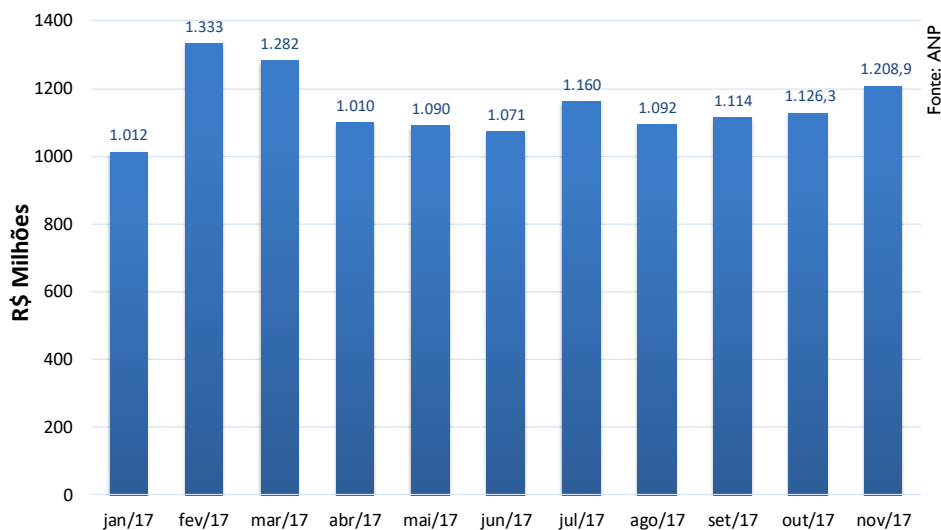


Gráfico 14 - Royalties mensais em 2017.

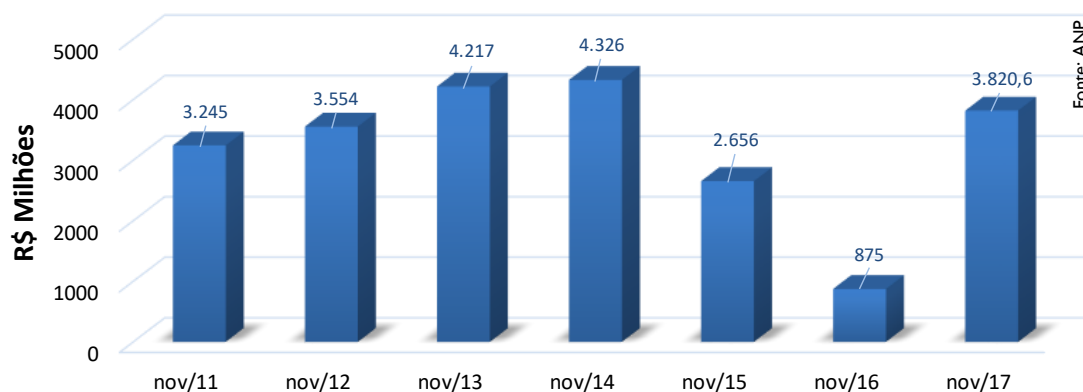


Gráfico 15 - Evolução da arrecadação das Participações Especiais nos meses de novembro de 2013 a 2017.

Tabela 3 - Royalties (R\$ milhões) com valores mensais em 2017.

ROYALTIES (R\$ milhões)											
Beneficiários	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17
União	315,1	417,1	398,7	346,9	337,2	332,8	359,2	337,7	341,4	345,8	376,2
Estados	318,2	421,1	401,6	346,9	341,8	336,4	360,6	340,4	349,6	353,5	378,0
Municípios	379,1	494,5	481,8	405,9	410,8	402,2	440,6	414,3	422,8	427,0	454,7
TOTAL	1.012,3	1.332,7	1.282,1	1.099,7	1.089,8	1.071,5	1.160,3	1.092,5	1.113,8	1.126,3	1.208,9

Tabela 4 - Participações Especiais (R\$ milhões) com valores mensais em 2017.

PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)											
Beneficiários	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17
União		1.844,8			2.050,7			1.778,8			1.910,3
Estados		1.475,8			1.640,5			1.423,1			1.528,2
Municípios		337,5			410,1			355,8			382,1
TOTAL		3.658,1			4.101,3			3.557,6			3.820,6

Tabela 5 - Variáveis Mensais.

VARIÁVEIS MENSAIS											
Variáveis Mensais	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17
Petróleo (R\$/m³)	807,1	985,1	962,9	931,1	879,0	887,8	880,7	848,8	855,6	883,8	956,3
Petróleo (US\$/bbl)	38,4	46,7	47,9	47,8	44,6	45,0	43,6	41,0	42,4	44,6	48,5
Brent Dated (US\$/bbl)	45,1	53,6	54,7	55,1	51,6	52,5	50,4	46,5	48,6	51,6	56,0
Gás Natural (R\$/10³/m³)	459,8	621,4	597,0	565,4	509,9	546,2	541,5	516,6	501,5	513,2	537,1
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	3,3	3,4	3,2	3,1	3,1	3,1	3,2	3,3	3,2	3,2	3,1

EQUIPE DO DEPARTAMENTO DE POLÍTICA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Diretor: João Vicente de Carvalho Vieira

Coordenadores: Lauro Doniseti Bogniotti e Clayton de Souza Pontes

Gerentes de Projeto: Adriano Gomes de Sousa e Breno Peixoto Cortez

Especialista em Políticas Públicas: Antônio Henrique Godoy Ramos

Analistas de Infraestrutura: Diogo Santos Baleeiro e Jackeline Gonçalves de Oliveira

Estagiário: Lucas Mota de Lima

Secretária: Izildinha Sousa Sales