



**MINISTÉRIO
DE MINAS E
ENERGIA**

BOLETIM ANUAL DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL - 2017

DEPG@MME.GOV.BR

EDIÇÃO 5 - 2018

A 5ª Edição do BOLETIM ANUAL DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL apresenta os dados estatísticos consolidados da exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil relativos ao ano de 2017. Os gráficos e tabelas apresentados tiveram como principal fonte de informações a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O Boletim está disponível para consulta e *download* no site www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html. Boa Leitura!



Figura 1: FPSO P-66, que entrou em operação em 17 de maio de 2017.

Fonte: Petrobras

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO	2
2 - RESERVAS PROVADAS	2
3 - EXPLORAÇÃO	3
3.1 - NOTIFICAÇÕES DE DESCOBERTA.....	3
3.2 - DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE	3
4 - FATOS RELEVANTES 2017.....	4
5 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	6
5.1 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR OPERADOR	7
5.2 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR CONCESSIONÁRIO.....	7
5.3 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL	8
5.4 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NOS ESTADOS.....	9
6 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL	9
6.1 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR OPERADOR	11
6.2 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR CONCESSIONÁRIO	12
6.3 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO PRÉ-SAL	12
6.4 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NOS ESTADOS.....	12
7 - IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO	13
8 - IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL.....	14
9 - PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS.....	15

CNPE

No ano de 2017 foram realizadas quatro reuniões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), sendo duas ordinárias e duas extraordinárias, resultando na aprovação das seguintes resoluções que tratam do setor de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural:

- Resolução CNPE Nº 02/2017, Autoriza a realização da segunda rodada de licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção na área do pré-sal.

- Resolução CNPE Nº 06/2017, Autoriza a realização da Décima Quarta Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural.

- Resolução CNPE Nº 07/2017, Estabelece diretrizes para definição de Conteúdo Local em áreas unitizáveis e aprova as exigências de Conteúdo Local para Rodadas de Licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural.

- Resolução CNPE Nº 09/2017, Autoriza a realização da Terceira Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção na área do pré-Sal.

- Resolução CNPE Nº 10/2017, Estabelece diretrizes para o planejamento plurianual de licitações de blocos e campos para exploração e produção de petróleo e gás natural.

- Resolução CNPE Nº 17/2017, Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

- Resolução CNPE Nº 21/2017 Autoriza a realização da Quarta Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção na área do pré-sal.

INTRODUÇÃO

Em 2017, a produção de petróleo e de gás natural no Brasil aumentou 4,8% e 5,9%, respectivamente, em relação a 2016. A produção de petróleo passou de 2,607 milhões barris por dia (MMb/d) para 2,733 MMb/d, e a produção de gás natural alcançou 109,91 milhões de metros cúbicos por dia (MM³/d),

ante 103,53 MMm³/d, em 2016. A produção nos campos relativos ao horizonte geológico do pré-sal atingiu em dezembro de 2017 a produção de 1,356 MMb/d de petróleo e 52 MMm³/d de gás natural, o que correspondeu a 50,7% da produção nacional em barris de óleo equivalente (boe).

RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

O Boletim Anual de Reservas de 31/12/2017 foi elaborado pela ANP segundo o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR), estabelecido por meio da Resolução ANP nº 47/2014. Esta resolução estabelece que o Operador de um Campo de Petróleo ou Gás Natural deve informar anualmente à ANP, até o dia 31 de janeiro, os volumes de Petróleo e de Gás Natural do Campo, relativos ao ano anterior. Segundo o RTR, os critérios de estimativa, classificação e categorização de Recursos e Reservas deverão seguir as diretrizes do guia PRMS (*Petroleum Resources Management System*).

De 2008 a 2017, as reservas provadas nacionais de petróleo cresceram 1,56%, passando de 12,638 para 12,835 bilhões de barris. No mar, esse crescimento foi de 4,21% (de 11,744 para 12,238 bilhões de barris). Em terra as reservas de petróleo diminuíram 46,7% (de 0,88 para 0,60 bilhão de barris).

Em 2017, as reservas provadas de petróleo aumentaram 1,33% quando comparadas ao ano de 2016 (de 12,67 para 12,84 bilhões de barris). A maior reserva provada das áreas em terra concentrava-se na Bacia de Sergipe, com 0,202 bilhão de barris em 31/12/2017.

Com relação às reservas provadas de gás natural, nos últimos dez anos houve um acréscimo de 11,52% (de 331,7 para 369,9 bilhões de m³). No mar, esse percentual foi de 14,3% (de 265,7 para 303,7 bilhões de m³). A Bacia de Santos, em 31 de dezembro de 2017, detinha o maior volume de reservas no País (205,4 bilhões de m³ ou 55,5% do total). Em terra houve um acréscimo de 0,27% (de 65,99 para 66,17 bilhões de m³) nas reservas provadas de gás natural, quando comparadas ao ano de 2008.

Tabela 1 - Reservas Provadas e relação Reserva/Produção (R/P).

QUADRO RESUMO	PETRÓLEO				GÁS NATURAL				Barris de Óleo Equivalente 2017	
	Unid.	2016	2017	Δ	Unid.	2016	2017	Δ		
1. RESERVAS PROVADAS	bilhões de barris	12,67	12,84	1,30%	bilhões de m ³	378,00	370,00	-2,12%	15,16boe	
Produção	milhões de barris/dia	2,61	2,73	4,60%	milhões de m ³ /dia	103,80	109,86	5,84%	3,42	milhões boe/dia
Consumo*		2,34	2,41	2,99%		80,26	85,56	6,60%	2,95	
Importação		0,18	0,15	-16,67%		32,13	29,37	-8,59%	0,33	
Exportação		0,80	1,00	25,00%						
Relação Reserva/Produção	anos	14,10	12,88	-8,65%	anos	10,00	9,23	-7,7%		

*Gás: Inclui consumo direto do produtor, nas unidades de E&P, UPGNs e transporte.
Petróleo: óleo cru+LGN.

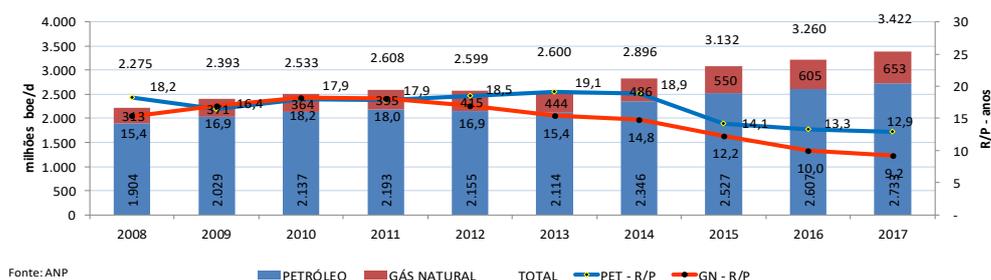


Gráfico 1: Evolução da produção de petróleo e gás natural e Reserva/Produção (R/P) de 2008 a 2017.

EXPLORAÇÃO

Ao final de 2017, a área concedida para exploração totalizava 258.170 km², o que corresponde a 9,22% da área com potencial para a descoberta de petróleo nas bacias sedimentares brasileiras (área sedimentar efetiva), estimada em 2,8 milhões de km² (Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, Ciclo 2013-2015). A área sedimentar contratada correspondeu em dezembro de 2017 a 6% da área sedimentar efetiva e a área dos campos em produção correspondeu a 10% da área dos blocos de exploração.

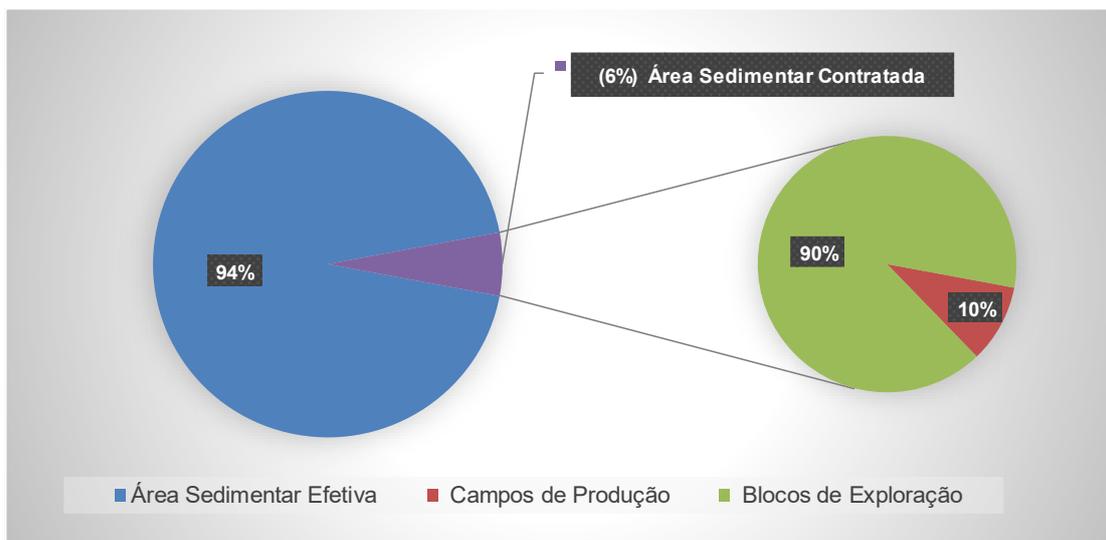


Gráfico 2: Área sedimentar efetiva, áreas concedidas, blocos e campos em produção em dezembro de 2017

NOTIFICAÇÕES DE DESCOBERTA

Os contratos de exploração e produção estabelecem os prazos e programas de trabalho para as atividades a serem desenvolvidas. Segundo esses contratos, o operador tem por obrigação comunicar à ANP qualquer descoberta de hidrocar-

bonetos ou outros recursos minerais dentro da área contratada em até 72 horas após a ocorrência. Nos últimos dez anos foram comunicadas à ANP 1.073 Notificações de Descobertas. Dessas, 569 foram em terra e 504 no mar.

Tabela 2: Notificações de Descoberta nos últimos 10 anos.

LOCALIZAÇÃO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Terra	77	79	66	65	89	70	43	50	14	16	569
Mar	53	53	84	83	87	62	41	25	8	8	504
TOTAL	130	132	150	148	176	132	84	75	22	24	1073

Em 2017, foram encaminhadas à ANP 24 Notificações de Descobertas, sendo 16 de áreas em terra e 8 relativas à exploração no mar. Foram 16 notificações de petróleo, 5 de gás natural e 3 de gás associado. No mar, 7 notificações foram registradas na Bacia de Santos, 3 no bloco de Libra, 2 no Campo de

Marlim, e uma nos campos de Marlim Sul e de Mero. A outra notificação no mar se deu na Bacia do Espírito Santo, no Campo de Golfinho. Em terra, as Notificações de Descoberta foram nas Bacias do Recôncavo (9), Potiguar (4) e Parnaíba (3).

DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE

A Declaração de Comercialidade à ANP é o ato que confirma que uma acumulação de petróleo, em processo de avaliação e testes, apresenta volumes comerciais, permitindo ao operador estabelecer a denominação oficial do campo de petróleo, finalizar a fase de exploração e iniciar a fase de desenvolvimento da produção. Nos últimos dez anos houve 158 Declarações de Comercialidade informadas à ANP. No ano de 2017 foram apresentadas à ANP 6 Declarações de Comercialidade, uma no mar e cinco em terra.

Tabela 3: Declarações de comercialidade nos últimos 10 anos.

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Nº de Declarações	35	18	30	9	17	13	14	12	4	6	158

DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE - 2017				
Bloco	Campo	Bacia	Operadora	Data
POT-T-743	PERIQUITO NORTE	Potiguar	Phoenix	26/12/2017
LIBRA	MERO	Santos	Petrobras	30/11/2017
REC-T-80	Canário da Terra Sul	Recôncavo	Petrobras	19/10/2017
REC-T-80	Canário da Terra	Recôncavo	Petrobras	19/10/2017
REC-T-198	Caburé Leste	Recôncavo	Alvopetro	15/05/2017
REC-T-182	Mãe-da-lua	Recôncavo	Alvopetro	22/02/2017

Tabela 4 - Declarações de comercialidade - 2017.

FATOS RELEVANTES - 2017

JANEIRO

Em 27/1, foi lançado na cidade de Salvador (BA) o Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas terrestres (REATE). O Programa tem o objetivo de revitalizar a atividade de E&P em áreas terrestres no Brasil, de modo a propiciar o desenvolvimento regional e estimular a competitividade nacional.

FEVEREIRO

A Petrobras e a Total assinaram em 28/2 os contratos de compra e venda relacionados aos ativos em uma aliança estratégica definida no Acordo Geral de Colaboração (*Master Agreement*), firmado em 21/12/2016. Os contratos assinados selam aliança entre as duas companhias, criando novas parcerias nos segmentos de *upstream* e *downstream*, juntamente com o fortalecimento da cooperação tecnológica que abrange as áreas de operação, pesquisa e tecnologia. Com essas transações a Total se comprometeu a pagar à Petrobras o valor de US\$ 2,225 bilhões, sendo US\$ 1,675 bilhão à vista, pelos ativos e serviços, e 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 Iara, além de pagamentos contingentes no valor de US\$ 150 milhões. Fonte: Petrobras.

MARÇO

Em 29/3, foi realizada a 5ª reunião do Grupo de Trabalho - GT de Política Energética para as atividades de E&P de Petróleo e Gás Natural. Este GT, que foi criado pela Resolução do CNPE nº 6/2016, tem o objetivo de propor ao Conselho diretrizes gerais relativas à política de E&P. Na ocasião foi discutida uma minuta de resolução com a finalidade de estabelecer uma política que oriente o planejamento e a realização de licitações de blocos e em prol da atração de investimentos para o setor.

ABRIL

Foi realizada no Ministério de Minas e Energia (MME), em 11/4, a 1ª Reunião Extraordinária do CNPE. Nesta reunião, foi aprovada a realização da 3ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção. Esta rodada estava prevista para ocorrer em novembro, mas acabou sendo antecipada para outubro de 2017, sendo realizada juntamente com a 2ª Rodada de Partilha. Outras matérias que foram aprovadas na 1ª Reunião Extraordinária do CNPE de 2017 foram relativas às novas regras para as exigências de conteúdo local nos certames autorizados para o ano de 2017 e a extensão do prazo exploratório para a 12ª Rodada.

MAIO

A Petrobras e seus parceiros do Consórcio BM-S-11 iniciaram em 17/05 a produção de petróleo e gás natural na área de Lula Sul, no pré-sal da Bacia de Santos, por meio do navio plataforma P-66. Localizada a aproximadamente 290 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade de água de 2.150 metros, a P-66 tem capacidade para processar diariamente 150 mil barris de petróleo e para comprimir 6 milhões de m³ de gás. O Campo de Lula é operado pela Petrobras (65%), em parceria com a BG E&P Brasil -companhia subsidiária da Royal Dutch Shell plc (25%) e a Petrogal (10%). Fonte: Petrobras.

O MME colocou em consulta pública o conteúdo do relatório do Programa REATE. As sugestões ao relatório puderam ser encaminhadas entre os dias 3 e 19/5. Foram recebidas sugestões de várias entidades públicas e privadas com interesse no assunto.

JUNHO

Em 8/6 foi realizada a 34ª Reunião Ordinária do CNPE. Nessa reunião foram aprovadas as diretrizes gerais para a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Dentre elas estão a maximização da recuperação dos recursos in situ dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional, a intensificação das atividades exploratórias no País e a promoção adequada da monetização das reservas existentes. As diretrizes propostas visam à atração e manutenção de investimentos, com maior pluralidade de agentes, usando as melhores práticas e tecnologias da indústria e com respeito ao meio ambiente.

JULHO

Foi publicada em 6/7 a Resolução nº 17 do CNPE que estabeleceu a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no país. Ao MME coube propor um cronograma de leilões de áreas para E&P com horizonte de até cinco anos, para dar previsibilidade aos investidores. Foram ainda definidas uma série de medidas que devem ser tomadas pelos diferentes órgãos ligados ao MME, como a ANP e a EPE.

AGOSTO

O governo federal anunciou em 18/8 a renovação do Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural (Repetro) até 2040. Tal prorrogação consta do Decreto nº 9.128, de 17/8/2017. O Repetro tinha um prazo de vigência até o ano de 2020, motivo pelo qual sua prorrogação era uma medida aguardada pelo mercado e pelo setor de petróleo e gás natural.

SETEMBRO

O MME publicou em 25/9 o relatório final do Programa REATE. O relatório, que foi submetido a consulta pública em maio desse ano, consolida diversas sugestões da indústria e elencou 41 ações prioritárias para se estimular as atividades da indústria petrolífera em terra no País.

Foi realizada em 27/9 a 14ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios. Nessa rodada foram ofertados 287 blocos exploratórios nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo. No certame foram arrematados 37 blocos exploratórios, sendo 24 em terra, 1 em águas rasas e 12 em águas profundas. Foram arrecadados R\$ 3,8 bilhões a título de Bônus de Assinatura, com o comprometimento de R\$ 845,6 milhões em investimentos relativos ao Programa Exploratório Mínimo (PEM).

OUTUBRO

Foram realizados em 27/10, no Rio de Janeiro, os leilões da 2ª e 3ª Rodadas da Partilha de Produção. A 2ª Rodada do pré-sal foi composta por 4 áreas com jazidas unitizáveis, denominadas por Gato do Mato e Carcará, e pelos campos de Sudoeste de Tartaruga Verde e Sapinhoá. A 3ª Rodada foi composta por 4 áreas localizadas nas bacias de Campos e Santos, cujos prospectos são denominados de Pau-Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central. Dos 8 blocos ofertados nas duas rodadas, 6 foram arrematados. A União arrecadou R\$ 6,15 bilhões a título de Bônus de Assinatura, sendo: R\$ 3,3 bilhões na 2ª Rodada e R\$ 2,85 bilhões na 3ª Rodada. Não houve ofertas para os blocos Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde.

NOVEMBRO

O CNPE aprovou em 9/11 a realização da 15ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, no regime de concessão, e da 4ª Rodada de Licitações, sob o regime de partilha de produção.

A Petrobras e seus parceiros iniciaram, em 26/11, a produção no bloco de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos. Nessa ação houve a entrada em operação do FPSO Pioneiro de Libra (unidade flutuante que produz, armazena e transfere petróleo), dedicado a Testes de Longa Duração e aos Sistemas de Produção Antecipada.

DEZEMBRO

A Petrobras e a ExxonMobil assinaram em 14/12 Memorando de Entendimento referente a uma aliança estratégica para identificar e avaliar potenciais oportunidades de negócios. Essas empresas adquiriram conjuntamente 6 blocos *offshore* na Bacia de Campos na 14ª Rodada de Licitações da ANP, sendo as responsáveis pelo bônus de assinatura recorde nas rodadas de concessão até então.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Ao final de 2017, 304 áreas concedidas, sendo 1 de cessão onerosa e 1 de partilha da produção, operadas por 26 empresas, foram responsáveis pela produção nacional de 2,6 MM b/d de petróleo.

Nos últimos 10 anos a produção de petróleo no Brasil cresceu 43,6%. Esse aumento ocorreu em consequência dos vultosos investimentos em pesquisa de desenvolvimento nas atividades de E&P, tendo como exemplo concreto o aumento da exploração nos reservatórios do pré-sal. Nesse período, o

volume produzido somente em mar foi acrescido em 52,1%. No entanto, a produção nas bacias terrestres diminuiu 28,5% entre 2008 e 2017 devido ao declínio natural dos campos.

A EPE estima que a produção de petróleo no Brasil em 2026 aumente em 100% em relação a registrada em 2016. Dessa forma, prevê-se que o Brasil tenha um papel de maior relevância para o mercado mundial de petróleo na próxima década, atuando como exportador líquido, em virtude da produção futura em campos já descobertos.

Tabela 5 - Bacias Produtoras de petróleo - 2017.

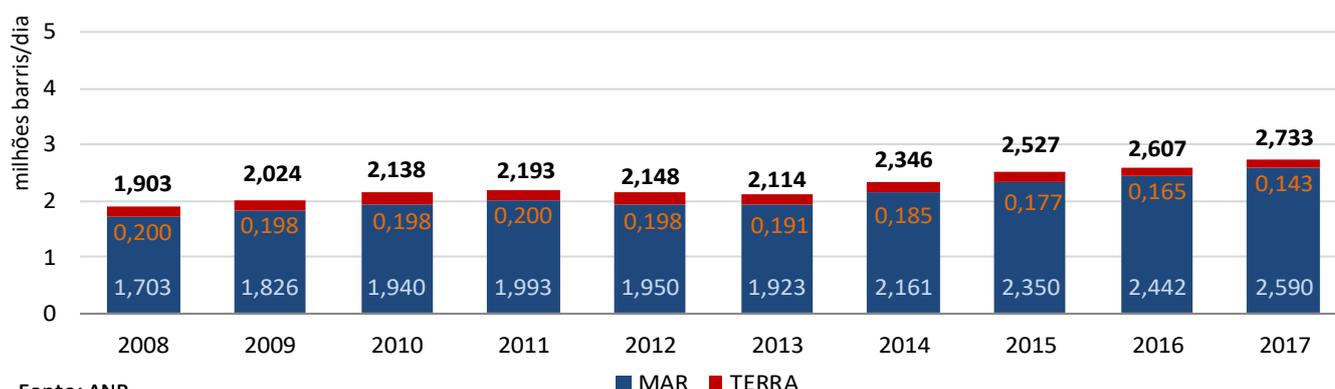
BACIA	MÉDIA (barris/dia)	%
Campos	1.365.029	52,00%
Santos	1.091.104	41,57%
Potiguar	49.481	1,89%
Recôncavo	34.185	1,30%
Espírito Santo	29.416	1,12%
Sergipe	26.819	1,02%
Solimões	20.663	0,79%
Ceará	4.381	0,17%
Alagoas	3.281	0,12%
Camamu	411	0,02%
Parnaíba	36	0,00%
Tucano sul	2	0,00%
TOTAL	2.624.807	100,0%

A Bacia de Campos foi a de maior produção de petróleo nacional no ano de 2017, representando 52%. Entretanto, a Bacia de Santos vem apresentando crescimento acelerado de produção, tendo registrado 41,57% da produção nacional de petróleo no mesmo ano, ante 33,42% em 2016.

O poço que registrou a maior produção de petróleo no País, ao final de 2017, localiza-se na Bacia de Santos no Campo de Lula, que apresentou a média diária de 31,01 mil barris.

Em 2017, a produção média diária de petróleo e LGN foi de 2,733 milhões de barris, apresentando acréscimo de 4,83% em comparação ao registrado no ano de 2016. Nos campos

marítimos a elevação da produção foi de 6,06%, enquanto que nos campos terrestres houve um decréscimo de 13,33%.



Fonte: ANP

Gráfico 3: Produção nacional de petróleo e LGN nos últimos 10 anos.

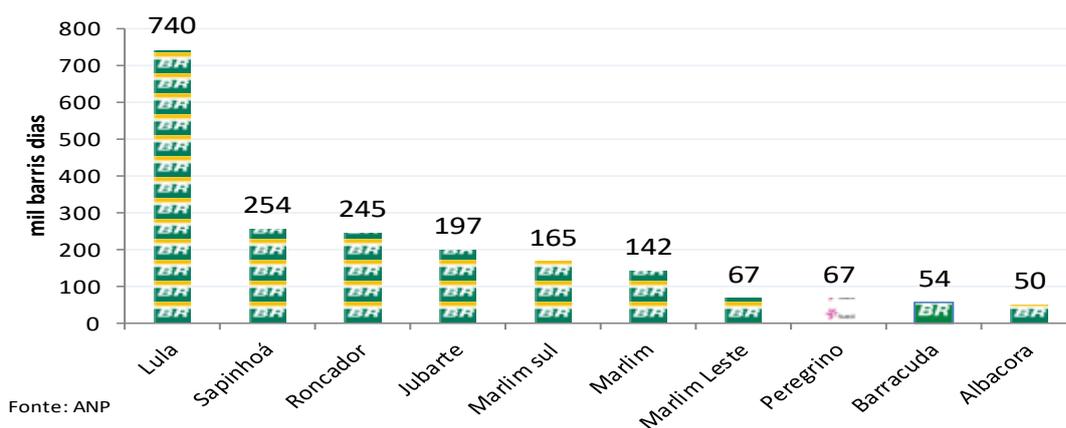


Gráfico 4 : Maiores campos produtores de petróleo em 2017 e indicação do respectivo operador.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR OPERADOR

A Petrobras foi responsável, como operadora, por 94% da produção nacional de petróleo no ano de 2017, tendo produzido a média diária de 2,569 milhões de barris no período. As demais empresas produziram a média diária de 164 mil barris (6% da produção nacional). As empresas nacionais, exclu-

indo-se a Petrobras, produziram a média diária de 16 mil barris ou 0,6% da produção nacional).

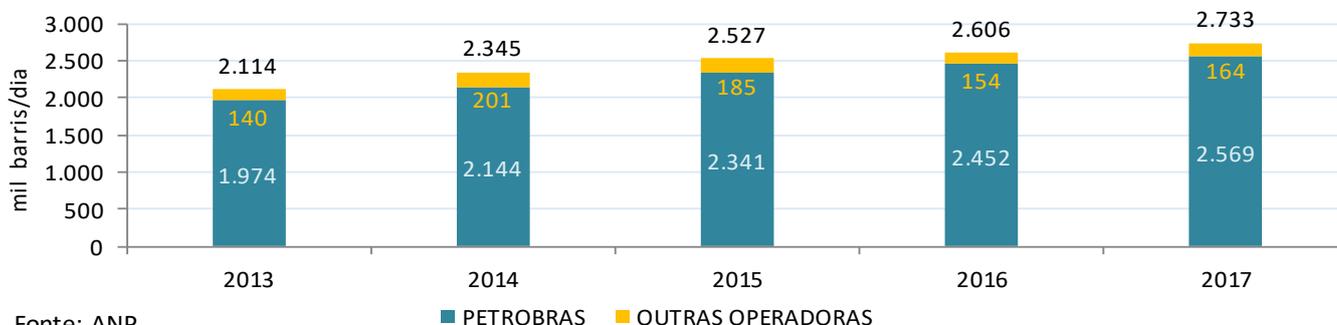


Gráfico 5: Produção de petróleo pela Petrobras e outras operadoras de 2013 a 2017.

A empresa Statoil Brasil foi a 2ª operadora em volume de produção de petróleo no Brasil em dezembro de 2017, explorando a média diária de 63,2 mil barris, seguida pela Shell Brasil, com média diária de 56,7 mil barris e a Chevron Fra-de, com 17,3 mil barris.

Excluindo-se a Petrobras e considerando as demais empresas nacionais, o maior volume médio diário explorado em dezembro de 2017 foi obtido pela empresa Petrório, com 6,9 mil barris, seguido pela Dommo Energia, com 5,6 mil barris diários.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR CONCESSIONÁRIO

A Petrobras, na condição de concessionária, produziu 79,72% da produção nacional de petróleo no mês de dezembro, tendo obtido o volume de 2,004 MMB/d. A Shell foi a segunda empresa concessionária que mais produziu petróleo no Brasil no mesmo período, com 12,48% da pro-

dução nacional (326.124 b/d). Em seguida vêm a Repsol Sinopec com 3,09% (80.604 b/d), a Petrogal Brasil com 3,08% (80.511 b/d) e a Statoil Brasil O&G com 1,45% (37.942 b/d). As demais empresas produziram 3,17% (82.932 b/d).

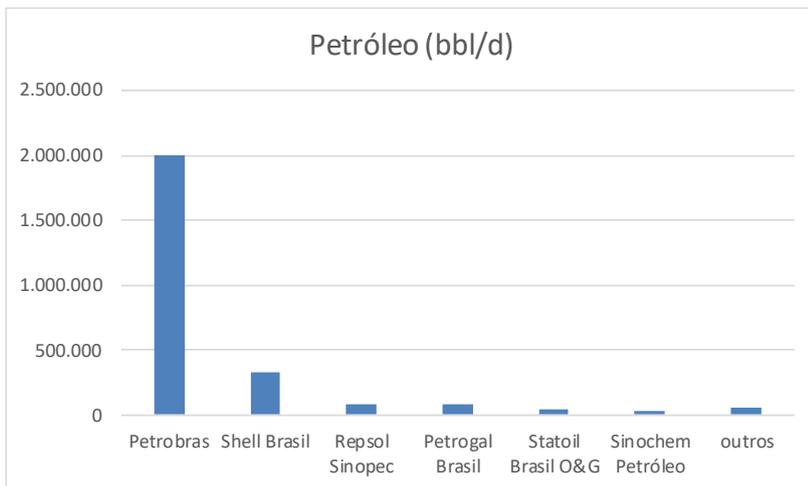
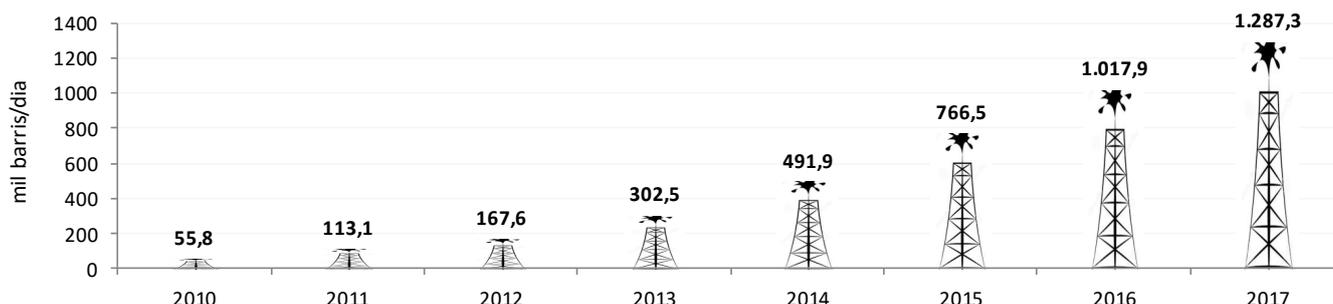


Gráfico 6: Produção de petróleo por concessionário em dezembro de 2017.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL

A produção de petróleo e gás nos reservatórios do pré-sal tem registrado sucessivos aumentos desde a entrada em operação, em 2010, até o final de 2017, passando de uma média diária de 55,8 mil barris para 1.287,3 mil. Essa elevação da produção foi resultado da alta produtividade dos

poços, comprovando a excelente economicidade da área, o que resulta da forte concentração de investimentos e graças ao foco que Petrobras concedeu para produção nesses reservatórios.



Fonte: ANP

Gráfico 7: Produção anual de petróleo nos reservatórios do pré-sal de 2010 a 2017.

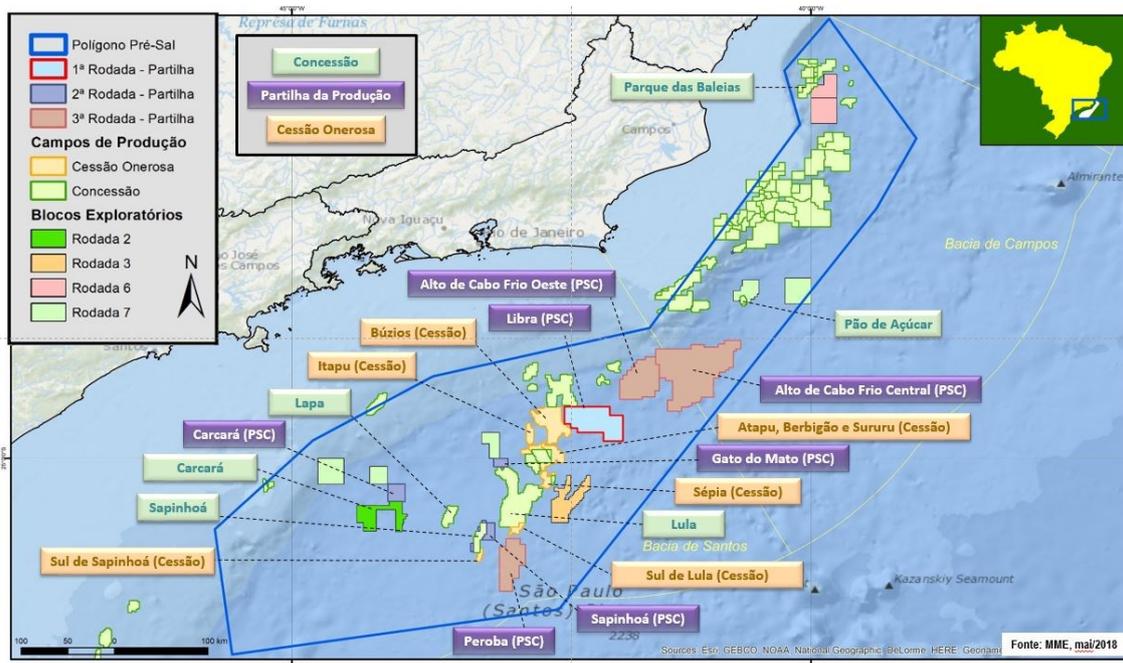


Figura 2 - Áreas contratadas para exploração e produção de petróleo e gás no pré-sal.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em 2017, a produção de petróleo nos estados foi concentrada principalmente no Estado do Rio de Janeiro, com 66,02% (1,804 milhões b/d) da produção nacional em média. Espírito Santo e São Paulo produziram, em média, respectivamente, 14,42% (394 mil b/d) e 13,87% (379 mil b/d) do total nacional.

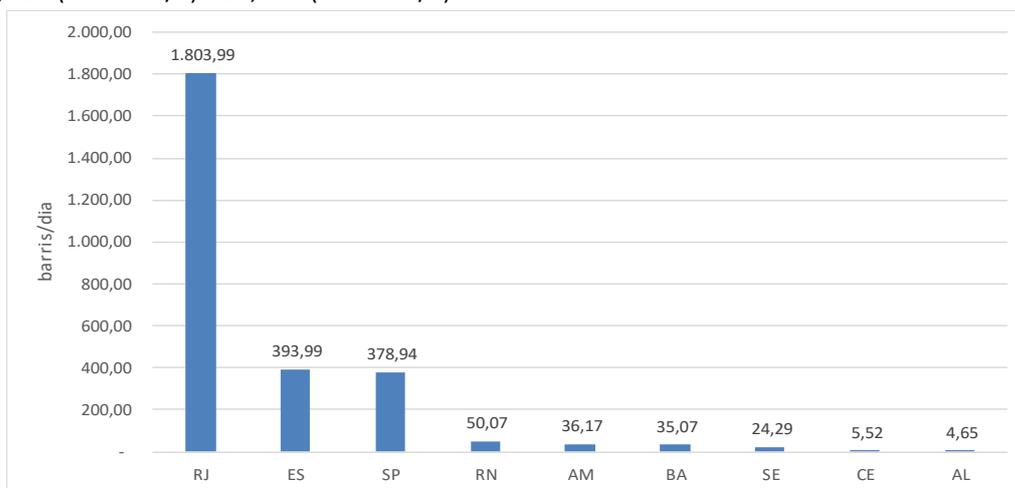


Gráfico 8 - Produção de petróleo e LGN por estado - média de 2017.

Considerando apenas a exploração no mar, o Rio de Janeiro obteve 70% da produção nacional, seguido por Espírito Santo (15%) e São Paulo (14%). Com relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Rio Grande do Norte (29%), Amazonas (25%) e Bahia (22%).

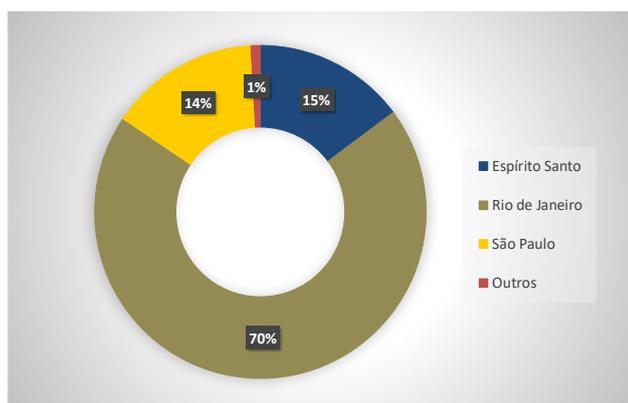


Gráfico 9 - Produção percentual de petróleo e LGN no mar por estado em 2017.

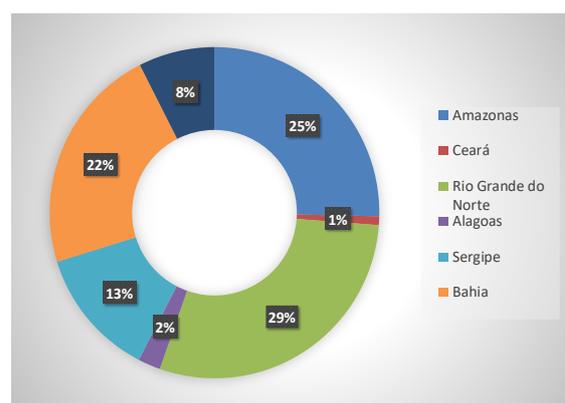


Gráfico 10 - Produção percentual de petróleo e LGN em terra por estado em 2017.

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

A produção diária de gás natural no Brasil, nos últimos 10 anos, apresentou um crescimento de 86,3%, passando de uma média diária de 59 milhões de m³ em 2008 para 109,9 milhões de m³ em 2017. O incremento na produção ocorreu principalmente devido ao aumento da produção no

mar, que registrou uma elevação de 111,2% nesse período. Em terra, a produção média diária apresentou uma elevação de 25,45%, entre 2008 e 2017, apesar das recentes quedas anuais.



Gráfico 11: Evolução da produção de gás natural no Brasil de 2008 a 2017.

A produção média diária de gás natural em 2017 registrou um aumento de 6,16% em comparação com o ano anterior. O fator que contribuiu para essa elevação foi o expressivo incremento da produção no mar, com uma média diária de 88,41 milhões de m³ (80,4% da produção nacional), superior em 10,9% ao registrado no ano de 2016. Em terra houve uma diminuição de 9,6% na produção média diária entre 2016 (23,77 milhões de m³) e 2017 (21,5 milhões de m³).

Em julho de 2017 foi alcançado o recorde da produção diária, com a marca de 115 milhões de m³. Em campos localizados no mar, a Bacia de Santos foi a maior produtora de gás natural em dezembro de 2017, com a média diária de 54,56 milhões de m³. O Campo de Lula, na mesma bacia, foi o maior produtor com 33,1 milhões de m³/d. Em terra, a maior bacia produtora foi Solimões, com a média diária de 11,7 milhões de m³.

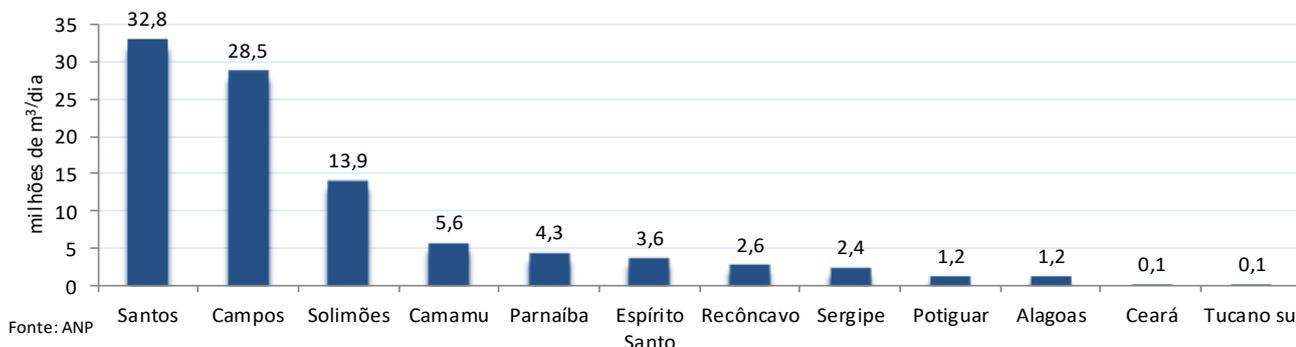


Gráfico 12: Produção de gás natural por Bacia em dezembro de 2017.

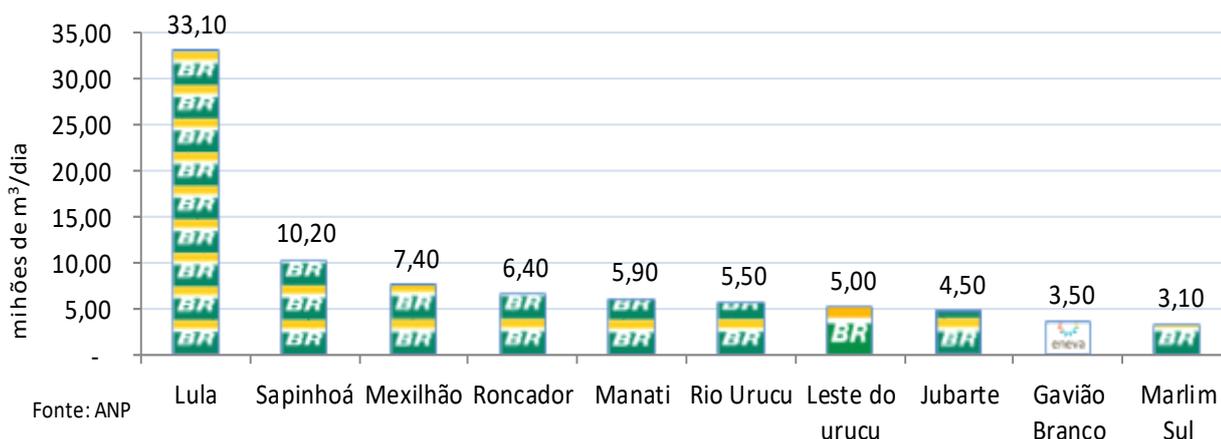


Gráfico 13: Produção de Gás Natural por Campo com Indicação do Operador em dezembro de 2017.



Figura 3: Estrutura logística de escoamento de gás natural do pré-sal, nas bacias de Campos e Santos.

A Figura 3 contém o mapa da estrutura logística para escoamento de gás oriundo do pré-sal, na área de produção da Bacia de Santos. Os gasodutos das Rotas 1 e 2 já estão em operação. O gasoduto da Rota 3, com uma extensão de 356 km, está previsto para entrar em operação em 2020. No total, os três gasodutos somarão 1.117 km de extensão.

Fonte: Petrobras

OFERTA, REINJEÇÃO, CONSUMO PRÓPRIO, ABSORÇÃO EM UPGNS E QUEIMA/PERDA DE GÁS NATURAL

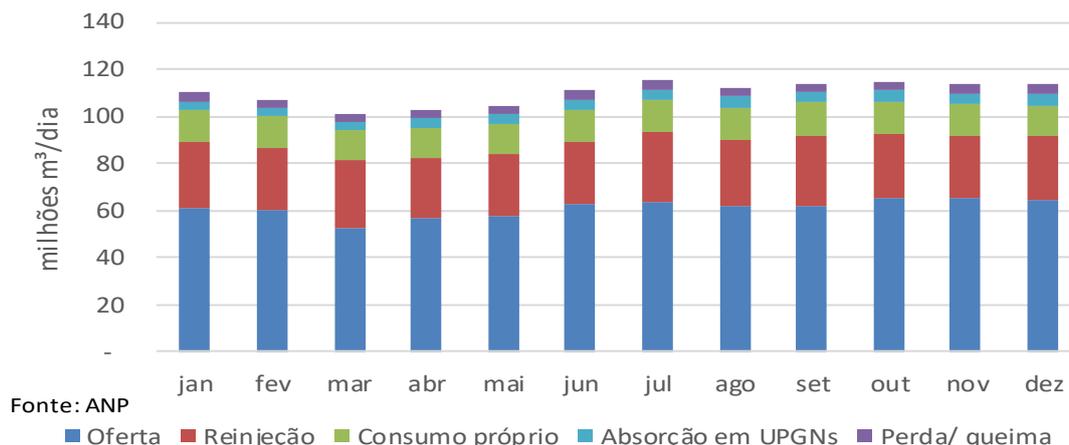


Gráfico 14: Oferta, reinjeção, consumo próprio e queima/perda de gás natural em 2017

Em 2017, de uma produção média aproximada de 110 MMm³/d de gás natural, houve a oferta de 61 MMm³/d (55,52%). A reinjeção foi de 28 MMm³/d (25,04%). O consumo próprio alcançou 13 MMm³/d (12,19%), a perda/queima 4 MMm³/d (3,42%) e a absorção em UPGNs 4 MMm³ (3,83%).

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR OPERADOR

A Petrobras foi responsável, como operadora, por 95% da produção nacional de gás natural no ano de 2017, média de 104,4 milhões de m³/dia. As demais operadoras que atuam no setor petrolífero nacional produziram em média 5,49 mi-

lhões de m³/dia, o que corresponde a 5% da produção diária nacional no período. As empresas nacionais, excluindo-se a Petrobras, produziram em 2017 a média de 4,48 milhões de m³/dia, representando 4% da produção nacional.



Gráfico 15: Evolução da produção de gás natural no Brasil, pela Petrobras e Outras Operadoras, de 2013 a 2017.

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR CONCESSIONÁRIO

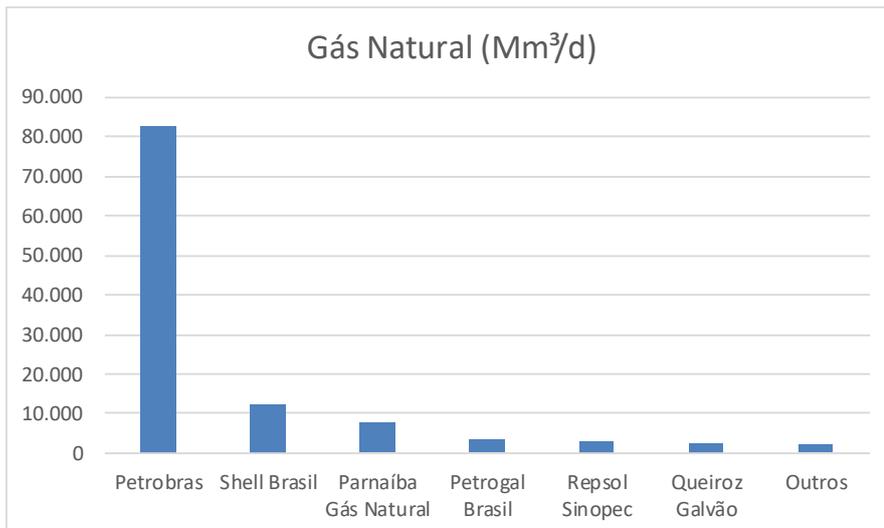


Gráfico 16: Produção de gás natural por concessionário em dezembro de 2017.

A Petrobras, na condição de concessionária, produziu 72,84% da produção nacional de gás natural no mês de dezembro de 2017, totalizando 82,579 MMm³/d. A Shell Brasil foi a segunda empresa concessionária que mais produziu gás natural no País, tendo atingido, em dezembro de 2017, 10,69% da produção nacional (12,115 MMm³/d). Em seguida vêm a Parnaíba Gás Natural com 6,72% (7,617 MMm³/d), a Petrogal Brasil com 2,99% (3,385 MMm³/d), a Repsol Sinopec com 2,55% (2,895 MMm³/d) e a Queiroz Galvão com 2,33% (2,644 MMm³/d). As demais empresas produziram 1,88% (2,137 MMm³/d).

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO PRÉ-SAL

Os campos com reservatórios no pré-sal elevaram a produção de gás natural de uma média diária de 2,03 milhões de m³, em 2010, para 49,80 milhões de m³, em 2017. Essa evolução comprova o elevado rendimento dos poços produtores

na sequência pré-sal, com alguns deles produzindo mais de 1 milhão de m³ de gás natural por dia. A produção média diária de gás natural no pré-sal teve um aumento de 26,08% entre 2016 e 2017.

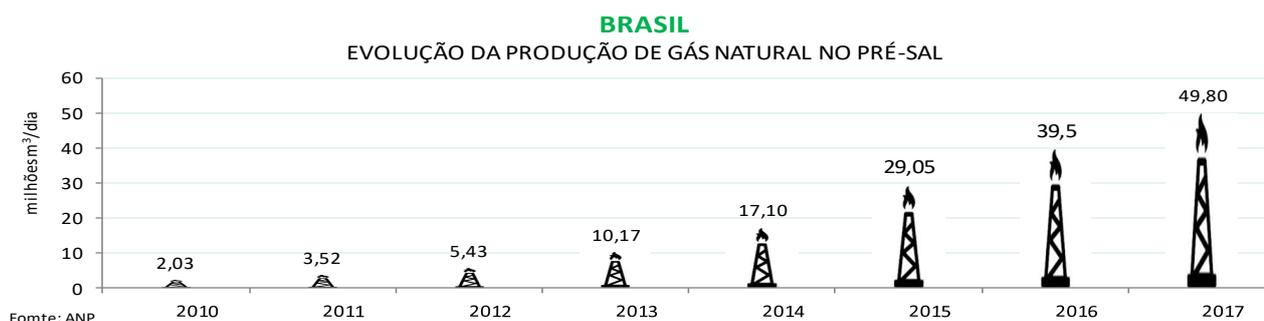


Gráfico 17 : Evolução da produção de gás natural nos reservatórios pré-sal, de 2010 a 2017.

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Considerando apenas a exploração no mar, o Rio de Janeiro produziu 58% do volume nacional, seguido por São Paulo (21%) e Espírito Santo (12%).

Com relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas (61%), Maranhão(20%) e Bahia (10%).

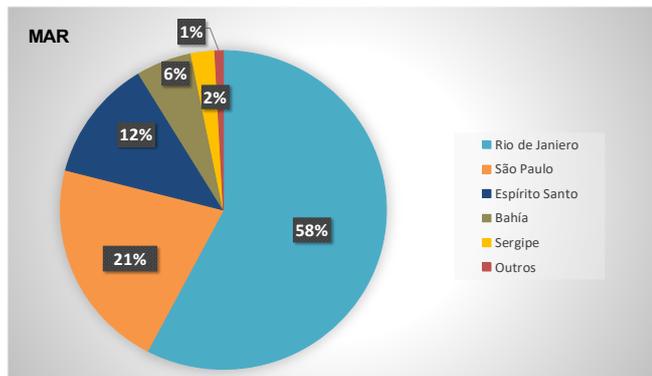


Gráfico 18 - Produção percentual de gás natural no mar por estado em 2017.

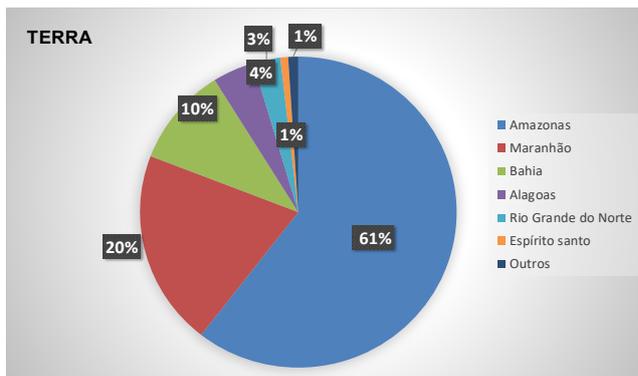


Gráfico 19 - Produção percentual de gás natural em terra por estado em 2017.

O Estado do Rio de Janeiro foi responsável pela produção de 46,42% de gás natural em 2017. São Paulo produziu 17,17%, Amazonas produziu 11,85 % e Espírito santo 10,04% do total nacional.

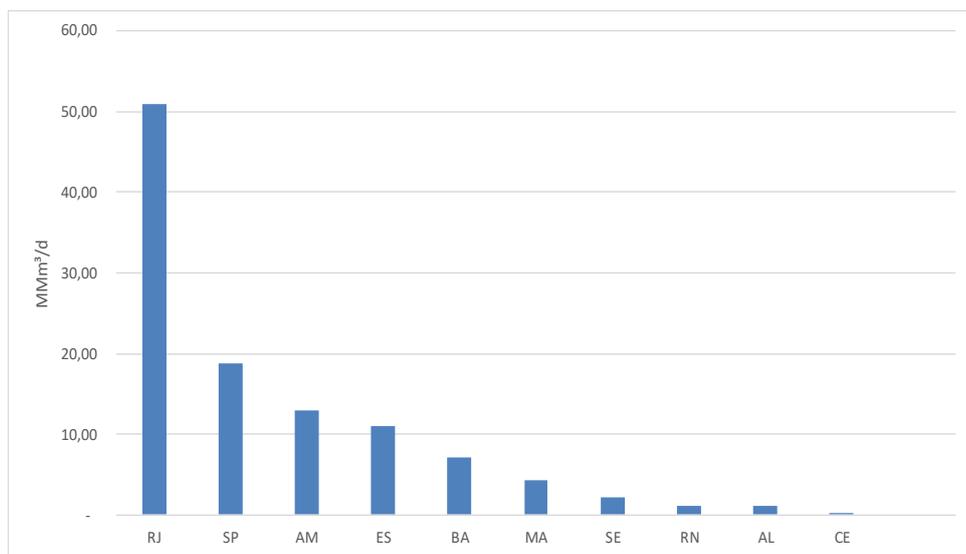


Gráfico 20 - Produção de gás natural por estado—média de 2017.

IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO

Entre 2008 e 2017, as exportações de petróleo aumentaram 130%, passando de 158 milhões de barris por ano em 2008 para 364 milhões de barris por ano em 2017. Em dez anos,

as importações diminuíram 64%, passando de 149 milhões de barris por ano em 2008 para 54 milhões de barris por ano em 2017.

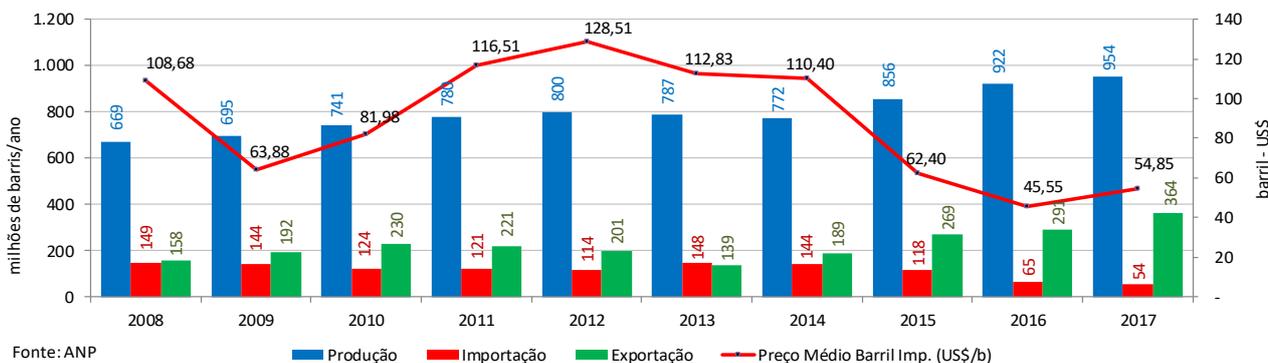


Gráfico 21: Evolução da produção, exportação e importação de petróleo e preço médio do barril importado, de 2008 a 2017.

O total das exportações em 2017 somou à balança comercial brasileira o montante de US\$ 16,6 bilhões (US\$ FOB), valor 64% superior ao obtido com o volume exportado no ano de 2016, que foi de US\$ 10,1 bilhões. O dispêndio com as im-

portações em 2017 foi de US\$ 2,97 bilhões, sendo que em 2016 tal despesa atingiu US\$ 2,9 bilhões. O preço médio mensal do barril importado em 2017 foi de US\$ 54,85, enquanto que em 2015 foi de US\$ 45,55.

O Brasil importa petróleo do tipo leve ($\geq 31^\circ\text{API}$) para misturar ao petróleo nacional de modo a atender às especificações de seu parque de refino. Em 2017, os três principais exportadores de petróleo para o Brasil, em porcentagem relativa, foram: Arábia Saudita, Argélia e Nigéria. O petróleo brasileiro foi exportado, em porcentagem relativa, principalmente para China, Estados Unidos e Espanha.

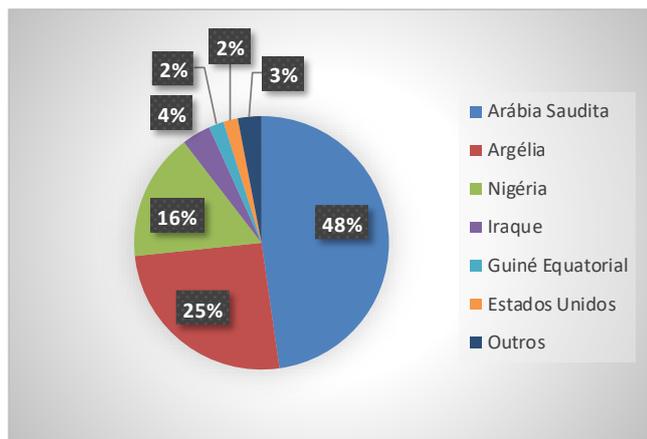


Gráfico 22 : Importação Brasileira de Petróleo por País Exportador em 2017, em valores percentuais.

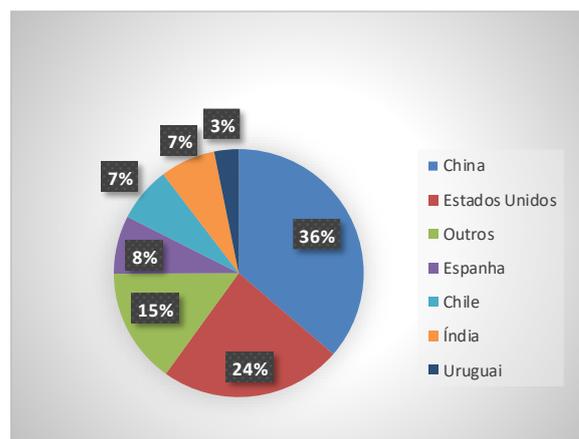


Gráfico 23 : Exportação Brasileira de Petróleo por País de Destino em 2017, em valores percentuais.

IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Entre 2008 e 2017, as importações de gás natural diminuíram 6%, passando de uma média diária de 31,01 milhões de m³ em 2008, para 29,16 milhões de m³ em 2017. O gás natural importado representava, em 2008, 57,5% da oferta nacio-

nal, sendo que em 2017 essas importações representaram 36,1%, isso em virtude do crescimento da produção nacional nesse período, que foi de 86%.

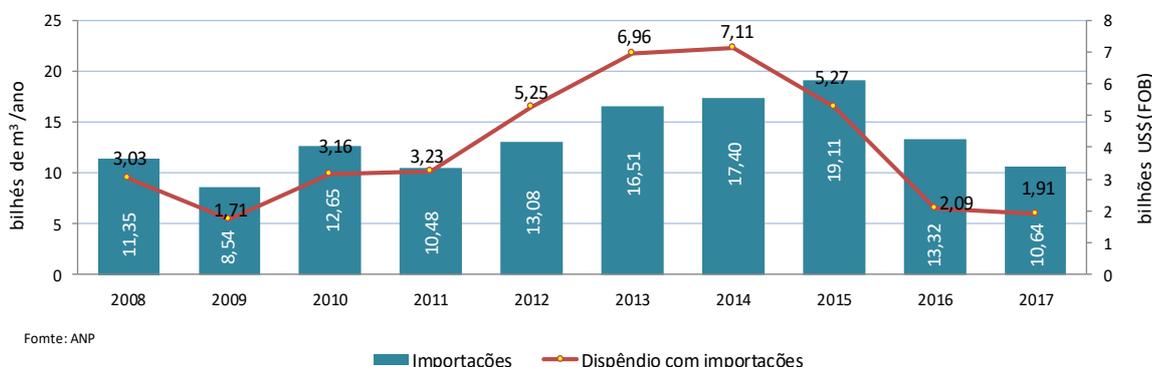
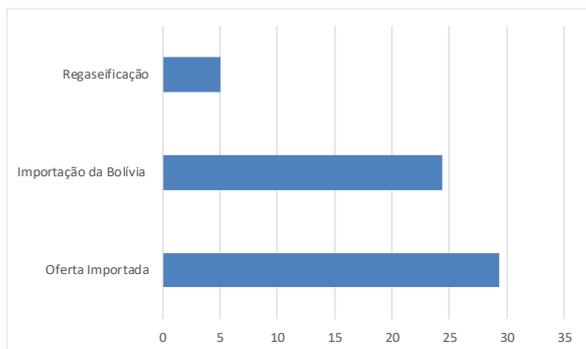


Gráfico 24: Importação de gás natural nos últimos 10 anos.

Em 2017, as importações de gás natural totalizaram 10,64 bilhões de m³. O dispêndio total com essas importações de gás natural no ano de 2017 somou US\$ 1,91 bilhões

(US\$ FOB), tendo sido 9% menor que o registrado no ano de 2016.



A média da oferta nacional de gás natural importado, em 2017, foi de 29,37 MMm³/d, sendo que 24,33 MMm³/d (82,84%) foi oriundo da Bolívia. A regaseificação de GNL alcançou o volume de 5,05 MMm³/d (17,16%).*

*Informações extraídas do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, Edição nº 131, página 02.

Gráfico 25: Média da oferta de gás natural importado, importação e regaseificação de GNL em 2017.

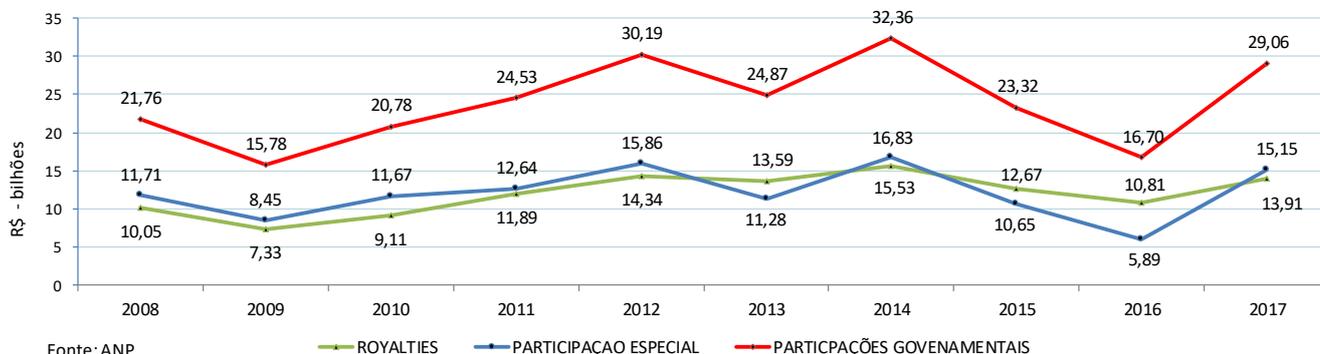
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

As Participações Governamentais são pagamentos devidos pelos concessionários em relação às outorgas para exploração e produção de petróleo ou gás natural no País, conforme previsto na Lei 9.478, de 1997. Tais valores incluem Bônus de Assinatura, Royalties, Participação Especial e ainda o pagamento pela ocupação ou retenção de área.

O Bônus de Assinatura corresponde ao montante ofertado pelo licitante vencedor em rodadas de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo ou gás natural. Os Royalties constituem compensação financeira devida pelos concessionários pela produção de petróleo ou gás natural, e são pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da

produção (Decreto nº 2.705/1998 - Art. 11º). A Participação Especial (PE) constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários pela produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, sendo paga com relação a cada campo de uma dada área de concessão, com período de apuração trimestral a partir do início da respectiva produção (Decreto nº 2.705/1998 - Art. 21).

As Participações Governamentais da União, Estados e Municípios totalizaram R\$ 239 bilhões nos últimos 10 anos (2008 -2017). Desse total, R\$ 120 bilhões corresponderam às Participações Especiais e R\$ 119 bilhões aos Royalties.



Fonte: ANP

Gráfico 26: Participações Governamentais de 2008 a 2017

No ano de 2017 foi arrecadado o total de R\$ 29,1 bilhões em Participações Governamentais, sendo R\$ 13,9 bilhões referentes aos Royalties e R\$ 15,2 bilhões referentes às Participações Especiais. O valor total arrecadado em 2017

foi 74% superior ao ano de 2016. Os Royalties e as Participações Especiais aumentaram 28,7 % e 157,2%, respectivamente.

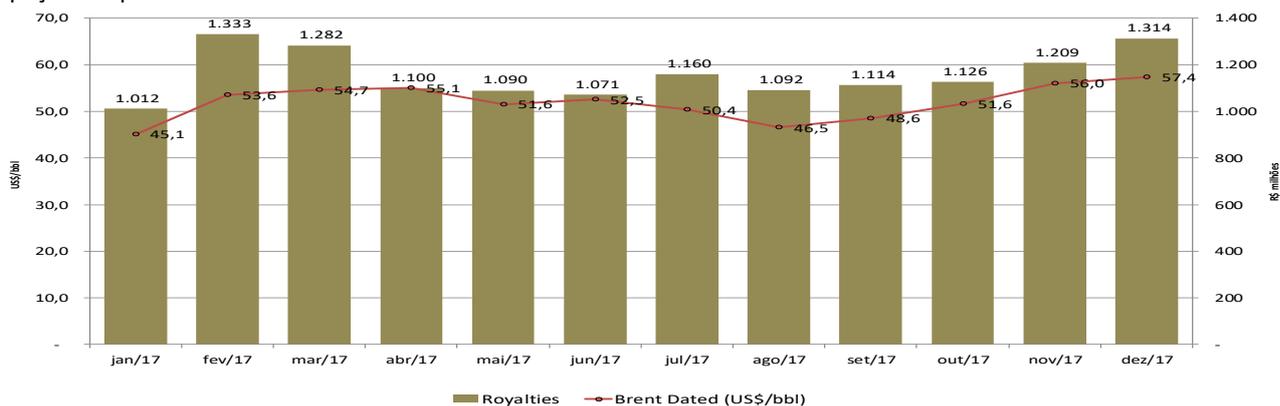


Gráfico 27: Evolução da arrecadação de Royalties em 2017.

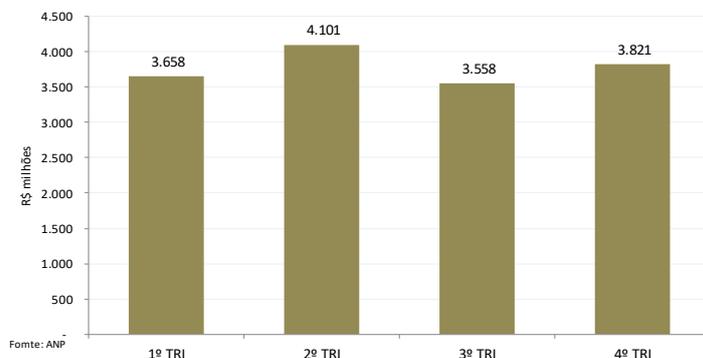


Gráfico 28: Participações Especiais por trimestre em 2017.

As tabelas 6 e 7, apresentadas na sequência, mostram a distribuição das Participações Governamentais no ano de 2017 para órgãos de governo e entes federados (estados e municípios).

Tabela 6 - Participações Governamentais em 2017.

BENEFICIÁRIO	ROYALTIES (R\$1000)	PARTICIPAÇÃO ESPECIAL (R\$1000)
Estados	4.357.051,99	6.071.119,01
Municípios	5.228.908,87	1.486.230,66
Comando da Marinha	1.196.232,36	N/A
Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação	843.615,46	N/A
Fundo Social	2.277.866,38	6.156.858,19
Fundo Especial	1.265.514,46	N/A
Educação e Saúde	115.365,33	N/A
Ministério de Minas e Energia	N/A	1.145.632,46
Ministério do Meio Ambiente	N/A	286.408,12

Tabela 7 - Participações Governamentais por Estado em 2017.

ESTADO	ROYALTIES (R\$1000)	PARTICIPAÇÃO ESPECIAL (R\$1000)
AL	22.204,34	N/A
AM	151.585,93	24.967,51
BA	145.702,12	3.874,17
CE	9.459,96	N/A
ES	618.171,19	720.313,93
MA	35.497,62	397,51
PR	4.811,96	N/A
RJ	2.651.067,34	4.464.035,71
RN	139.111,72	N/A
SE	69.811,03	43,41
SP	509.530,17	857.486,77

LISTA DE ABREVIATURAS

b/d: barris por dia
Bbl: barris
Boe: barris de óleo equivalente
LGN: Líquido de Gás Natural
MMm³: milhões de metros cúbicos

SÍTIOS ELETRÔNICOS CONSULTADOS

<http://www.mme.gov.br>
<http://www.anp.gov.br>
<http://www.brasil-rounds.gov.br>
<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>
<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes>

EQUIPE DO DEPARTAMENTO DE POLÍTICA PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL - DEPG

Diretor: Clayton de Souza Pontes

Coordenador: Lauro Doniseti Bogniotti

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 Karla Branquinho dos Santos Gonzaga

Estagiário: Lucas Mota de Lima

Secretária: MarluCIA Rodrigues de Sousa