



Ministério de  
Minas e Energia

# BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Edição 129 DEPG

Janeiro de 2023

## INTRODUÇÃO

As notícias relativas às atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural e os informes sobre as ações conduzidas pelo DEPG estão atualizados até o dia 26 de janeiro de 2023. As demais informações do setor contidas neste Boletim são relativas ao mês de novembro de 2022 e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

## NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES

- ◇ A Petrobras informou em 27/12/2022 que iniciou o processo de contratação de duas unidades de produção do tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) para as jazidas compartilhadas de Atapu e Sépia, com previsão de recebimento das propostas em julho de 2023 e início da produção em 2028. Após a segunda rodada de licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa, a Petrobras, operadora, passou a deter na jazida compartilhada de Atapu 65,7% de participação, a Shell 16,7%, a TotalEnergies 15%, a Petrogal 1,7%, e a União, representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA, 0,9%. Para a jazida compartilhada de Sépia, a composição é Petrobras (55,3%) como operadora, TotalEnergies (16,9%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (12,7%), QatarEnergy (12,7%), Petrogal (2,4%). Em ambas jazidas, a PPSA atua como gestora do contrato de partilha. As plataformas P-84 (Atapu) e P-85 (Sépia) terão, cada uma, capacidade de produção diária de 225 mil barris de óleo e processamento de 10 milhões de metros cúbicos de gás. Fonte : Petrobras.
- ◇ A PPSA informou em 05/01/2023 que arrecadou R\$ 4,71 bilhões em 2022 com a comercialização da parcela de petróleo e gás natural da União nos contratos de partilha de produção. A arrecadação recorde é cerca de quatro vezes a registrada em 2021 (R\$ 1,22 bilhão). O resultado é reflexo do aumento da produção nos contratos de partilha de produção e da conjuntura do mercado internacional de preços de petróleo. Todos os recursos arrecadados são direcionados ao Tesouro Nacional. Fonte: PPSA.
- ◇ A Petrobras informou em 13/01/2023 que o navio plataforma Guanabara, instalado no Campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos, alcançou sua capacidade máxima de produção, com a marca de 180 mil barris de petróleo por dia (bpd). É a primeira plataforma de uma série de quatro unidades definitivas programadas para Mero, cada qual com capacidade de produzir até 180 mil bpd de petróleo. As operações do campo unitizado de Mero são conduzidas pelo consórcio operado pela Petrobras (38,6%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (19,3%), TotalEnergies EP Brasil Ltda (19,3%), CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda (9,65%), CNOOC Petroleum Brasil Ltda (9,65%) e Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) (3,5%), como representante da União na área não contratada. Fonte: Petrobras.

### Nesta edição:

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

◇ A ANP publicou em 16/01/2023 o Painel Dinâmico de Campos em Desenvolvimento e Produção, ferramenta interativa de Business Intelligence (BI) que contém informações gerais sobre as áreas contratadas que se encontram na fase de produção. O painel traz o quantitativo de áreas e informações detalhadas sobre elas, como a relação de participações de empresas atuais, operador, bacia, ambiente (mar ou terra), estado, rodada de licitação que deu origem ao campo, entre outras. Fonte: ANP.

◇ O MME promoveu em 17/01/2023, por meio da PPSA, leilão para comercializar a primeira carga de petróleo da União oriunda do contrato de partilha de produção do Campo de Atapu, no pré-sal. A União deverá arrecadar cerca de R\$ 210 milhões para o Tesouro Nacional quando o carregamento de 500 mil barris estiver disponível no segundo bimestre. Dez empresas que já possuem operação no pré-sal foram convidadas para participar, sendo que quatro delas foram habilitadas e enviaram propostas. Todas as ofertas de preço foram abertas em tempo real em reunião realizada entre a PPSA e as empresas participantes, com acompanhamento de representantes do MME. A Galp Energia Brasil foi a vencedora do processo, oferecendo o maior preço para o petróleo da União, tendo como base o Preço de Referência estabelecido pela ANP para o petróleo de Atapu. Fonte: MME.

◇ A ANP realizou em 24/01/2023 audiência pública sobre alteração da Resolução ANP nº 19/2013, que estabelece os critérios e procedimentos para execução das atividades de Certificação de Conteúdo Local. Os compromissos de conteúdo local são os assumidos pelas empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural de contratação de um percentual mínimo de bens e serviços nacionais. A atividade de certificação, regulada pela Resolução ANP nº 19/2013, é exercida por instituições acreditadas pela ANP (os organismos de certificação) e consiste em aferir o percentual de conteúdo local em determinado fornecimento de bem ou serviço e atestá-lo publicamente. Para o aperfeiçoamento das regras em vigor, a ANP realizou uma análise de impacto regulatório (AIR), cujo relatório passou por consulta pública e, em seguida, foi aprovado pela Diretoria e disponibilizado pela Agência. As conclusões da AIR foram utilizadas como base para a elaboração da minuta de resolução que passou por

consulta pública e foi debatida na audiência. As contribuições recebidas na consulta e na audiência serão avaliadas pela área técnica, para alteração ou não da minuta original. O texto consolidado passará por análise jurídica da Procuradoria Federal junto à ANP e por aprovação da Diretoria Colegiada da Agência, antes de sua publicação. Fonte: ANP.

◇ A ANP realizou em 25/01/2023 o Workshop do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO). O workshop debateu a proposta do novo arcabouço regulatório de segurança operacional do segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P), que se encontra em processo de consulta e audiência públicas. A revisão, objeto da Consulta e Audiência Públicas nº 28/2022, irá consolidar cinco resoluções e seus correspondentes regulamentos técnicos em um único ato normativo, com o conjunto das práticas de gestão válido para qualquer tipo de instalação de E&P. Fonte: MME.

◇ A Petrobras informou em 26/01/2023 que finalizou a venda da totalidade de sua participação no campo de produção de Albacora Leste, localizado na Bacia de Campos, para a empresa Petro Rio Jaguar Petróleo LTDA. (PetroRio), subsidiária da Petro Rio S.A.. A operação foi concluída com o pagamento à vista de US\$ 1,635 bilhão (R\$ 8,455 bilhões) para a Petrobras, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido se soma ao montante de US\$ 292,7 milhões pagos à Petrobras na ocasião da assinatura do contrato de venda realizada em 28/04/2022. Além desse montante, é previsto o recebimento pela Petrobras de até US\$ 250 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent. Com a conclusão da cessão, a PetroRio assume a condição de operadora do Campo de Albacora Leste, com 90% de participação, em parceria com a Repsol Sinopec Brasil que detém os 10% restantes. O Campo de Albacora Leste possui uma área de 511,56 km<sup>2</sup> e está situado na área norte da Bacia de Campos, em lâmina d'água que varia de 1.000 a 2.150 m, a uma distância de cerca de 120 km do Cabo de São Tomé. O campo iniciou sua operação em 2006 e produziu em média 29 mil bbl/dia de óleo e 591,5 mil m<sup>3</sup>/d de gás no ano de 2022, através da plataforma P-50 do tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Fonte: Petrobras.

## DADOS DO MÊS DE NOVEMBRO

Em novembro de 2022 a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 3,978 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), valor 4,83% inferior quando comparado ao mês anterior, que foi de 4,180 MMboe/d. Considerando somente o petróleo, a produção média foi de 3,095 MMbbl/d, valor 4,62% inferior ao registrado no mês anterior, que alcançou 3,245 MMbbl/d. Sobre o gás natural, a produção foi de 140 milhões de metros cúbicos por dia (MMm<sup>3</sup>/d), correspondendo a uma produção 6,0% inferior à do mês anterior, que alcançou 149 MMm<sup>3</sup>/d.

Nos reservatórios do Pré-sal foram produzidos 2,964 MMboe/d de petróleo e gás natural (74,5% da produção nacional), uma diminuição de 5,67% em comparação com outubro, com o volume de 3,142 MMboe/d.

Em novembro a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 5914 poços, sendo 500 marítimos e 5414 terrestres. Os campos marítimos produziram 97,4% de petróleo e 84,7% do gás natural.

## EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

Em novembro de 2022 não houve Notificação de Descoberta informada à ANP. Também não houve Declaração de Comercialidade em novembro.

**Tabela 1** - Notificações de Descobertas de hidrocarbonetos de novembro de 2021 a novembro de 2022.

NOTIFICAÇÕES DE DESCOBERTAS DE HIDROCARBONETOS													
LOCALIZAÇÃO	nov/21	dez/21	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22
Terra	2	0	2	0	0	4	2	0	2	0	0	4	0
Mar	2	0	0	0	1	0	3	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>0</b>

Fonte: ANP

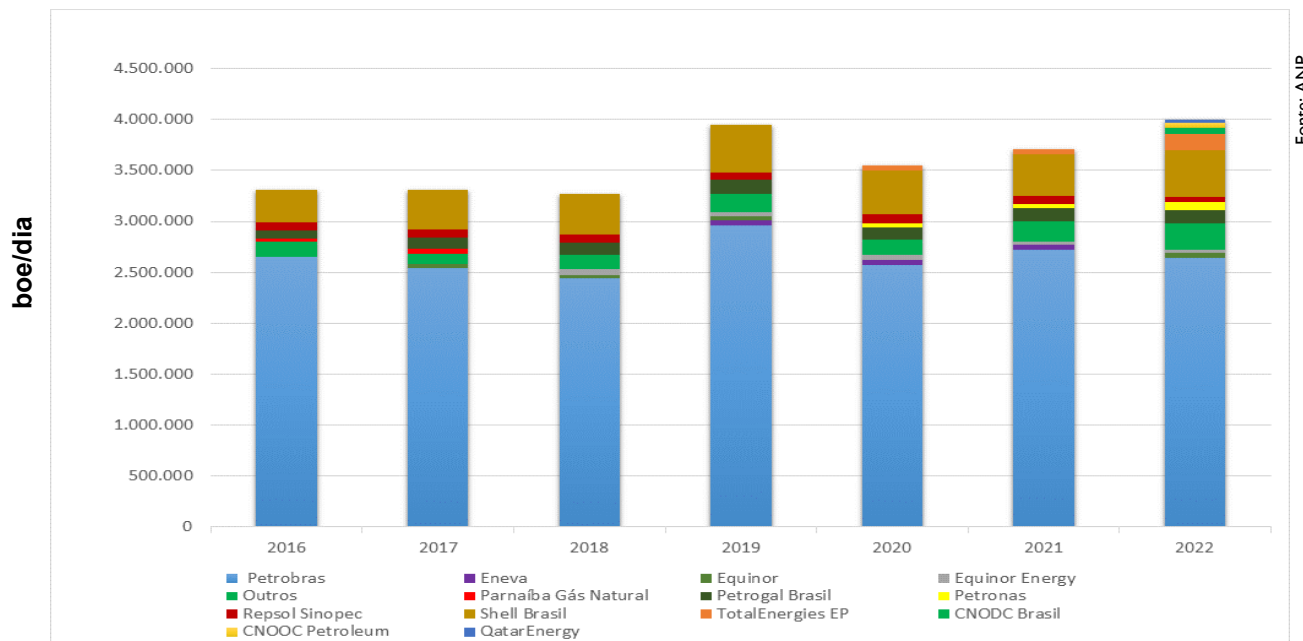
**Tabela 2** - Declarações de Comercialidade de novembro de 2021 a novembro de 2022.

DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE DE HIDROCARBONETOS													
n°	nov/21	dez/21	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22
n°	2	15	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: ANP

## PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIA

Em novembro de 2022 a Petrobras, na condição de empresa concessionária, foi responsável por 66,15% da produção nacional de petróleo e gás natural, alcançando 2,645 MM boe/d. A Shell Brasil, com a produção de 456 M boe/d, que representa 11,41% do total nacional, classificou-se como a 2ª em produção. A 3ª empresa concessionária com maior produção foi a TotalEnergies E&P, tendo obtido 4,07% da produção do País, com média de 163 M boe/d. A Petrogal Brasil foi responsável por 3,21% da produção nacional, sendo a 4ª concessionária com maior produção, obtendo 128 M boe/d. A Petronas, como a 5ª maior concessionária, produziu 2,0%, com 80 M boe/d. A Repsol Sinopec, como a 6ª produtora, atingiu 1,32% da produção, com 53 M boe/d. A CNOOC Brasil e a CNOOC Petroleum, ambas com 52 M boe/d e 1,31% da produção, alcançaram a 7ª posição. A Equinor Brasil, com 1,12% e 45 M boe/d foi a 9ª maior produtora. A Equinor Energy, com 0,89% e 36 M boe/d foi a 9ª colocada. A 11ª maior produtora foi a QatarEnergy, com 0,82% e 33 M boe/d. As demais concessionárias alcançaram a parcela de 6,39% da produção nacional, com o volume de 255 M boe/d.

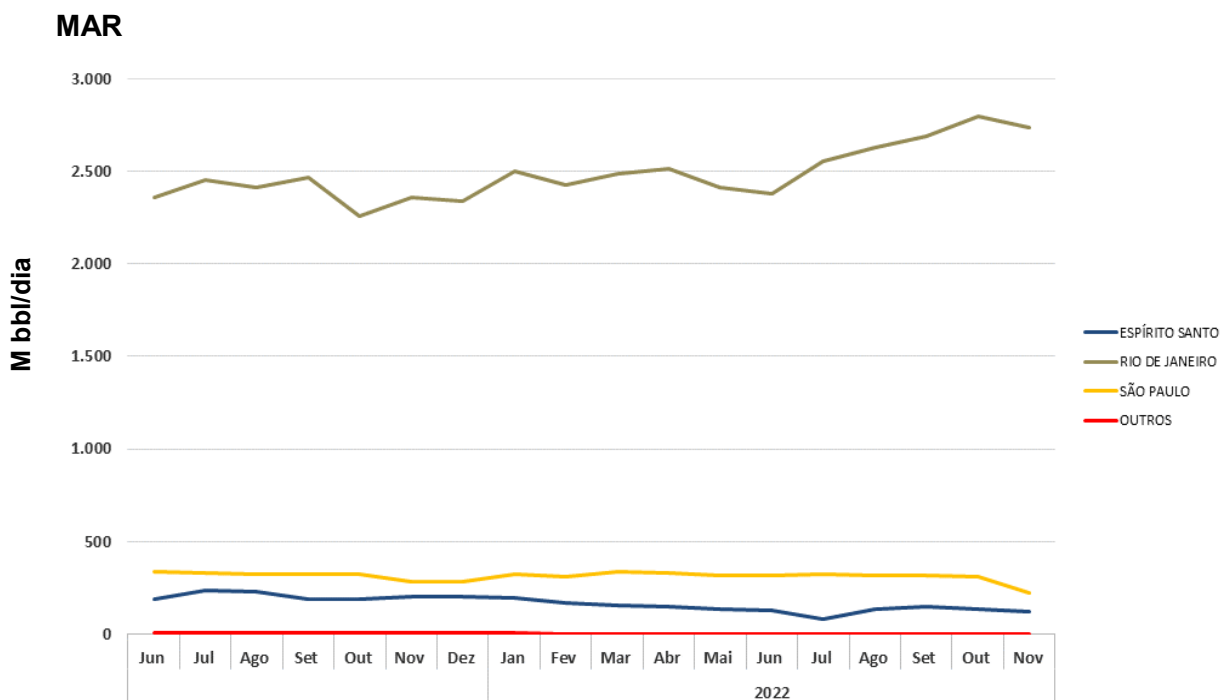


**Gráfico 1** - Produção total de petróleo e gás natural, em boe/d, por concessionária, relativa ao mês de novembro no período de 2016 a 2022.

## PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em novembro o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 86,08% da produção nacional de petróleo e Líquido de Gás Natural (LGN). Os estados de São Paulo e do Espírito Santo registraram, respectivamente, 6,95% e 4,10% do total produzido no País.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 88,73% da produção nacional, seguido por São Paulo, com 7,17% e Espírito Santo, com 3,98%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram o Rio Grande do Norte com 34,78%, o Amazonas com 28,75%, a Bahia com 20,37%, o Espírito Santo, com 7,98%, Sergipe com 5,01% e Alagoas com 2,42%..



**Gráfico 2** - Produção média diária de petróleo e LGN no mar por estado, nos últimos 18 meses, em Mbb/d.

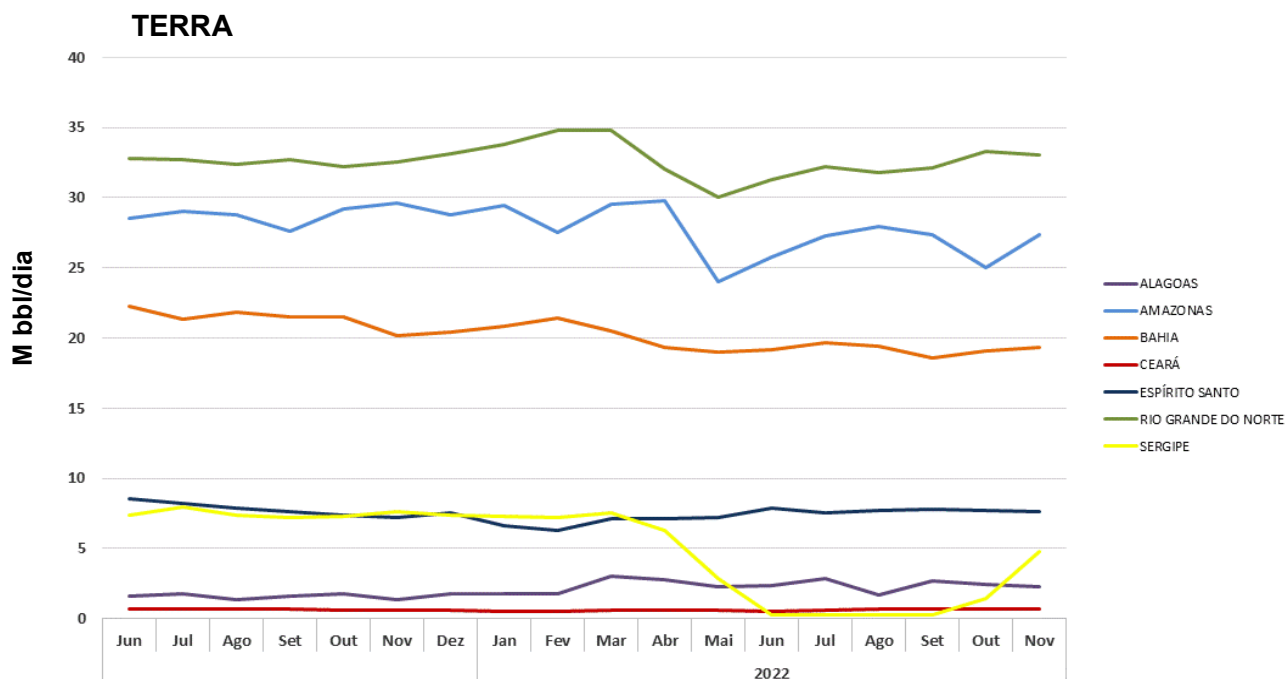


Gráfico 3 - Produção média diária de petróleo e LGN em terra, por estado, nos últimos 18 meses, em Mbb/d.

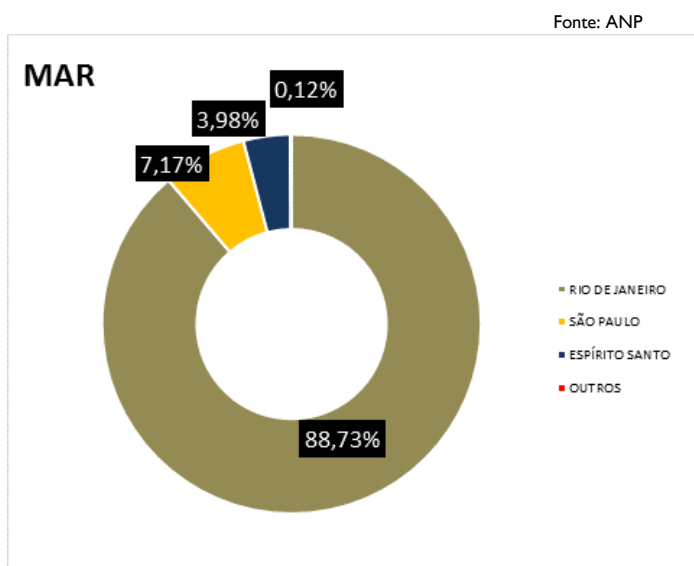


Gráfico 4 - Percentuais de produção de petróleo e LGN no mar, por estado, em novembro de 2022.

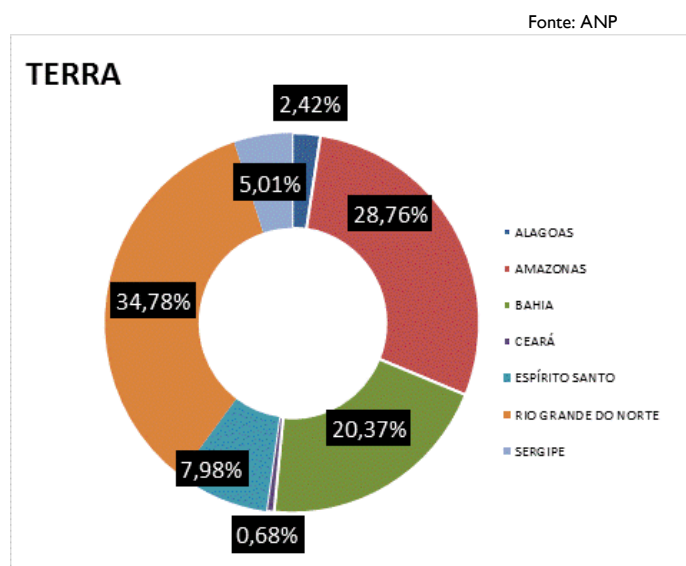
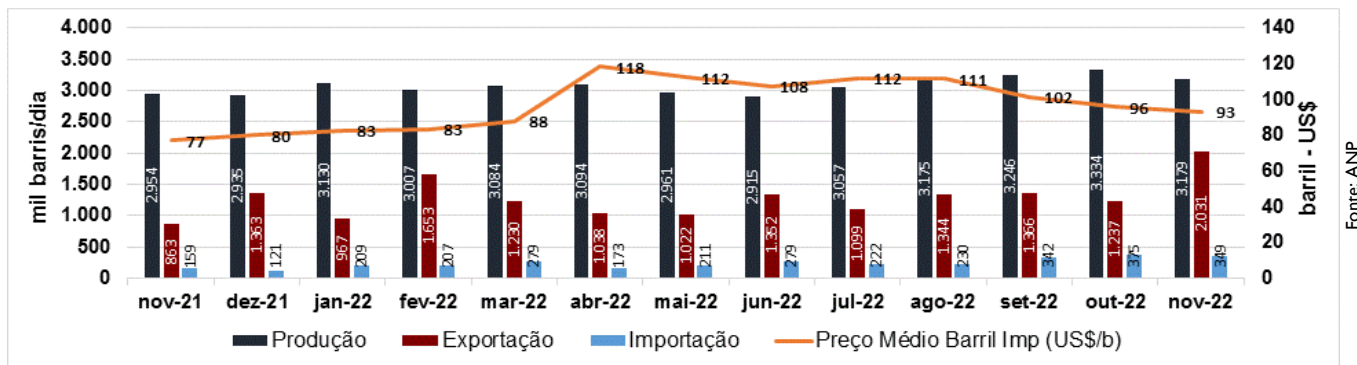


Gráfico 5 - Percentuais de produção de petróleo e LGN em terra, por estado, em novembro de 2022.

## PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em novembro foi exportado o volume médio de 2,031 Mbb/d de petróleo, valor 64,21% superior ao registrado no mês de outubro e 135,3% superior em comparação com novembro de 2021. Essas exportações renderam ao País US\$ 4,58 bilhões (FOB), valor 55,93% superior ao mês anterior e 136,75% superior ao do mês de novembro de 2021.

No mesmo período foi importado o volume médio de 349 Mbb/d, valor 7,14% inferior ao mês de outubro e 119,49% superior em comparação com novembro de 2021. O dispêndio com essas importações totalizou US\$ 977 milhões (FOB), valor 12,39% inferior a outubro e 165,85% superior ao registrado no mês de novembro de 2021. Houve um superávit aproximado de US\$ 3,604 bilhões (FOB) entre a exportação e a importação de petróleo em novembro.



**Gráfico 6** - Produção, importação, exportação e preço médio do barril de petróleo importado (Brent) de novembro de 2021 a novembro de 2022.

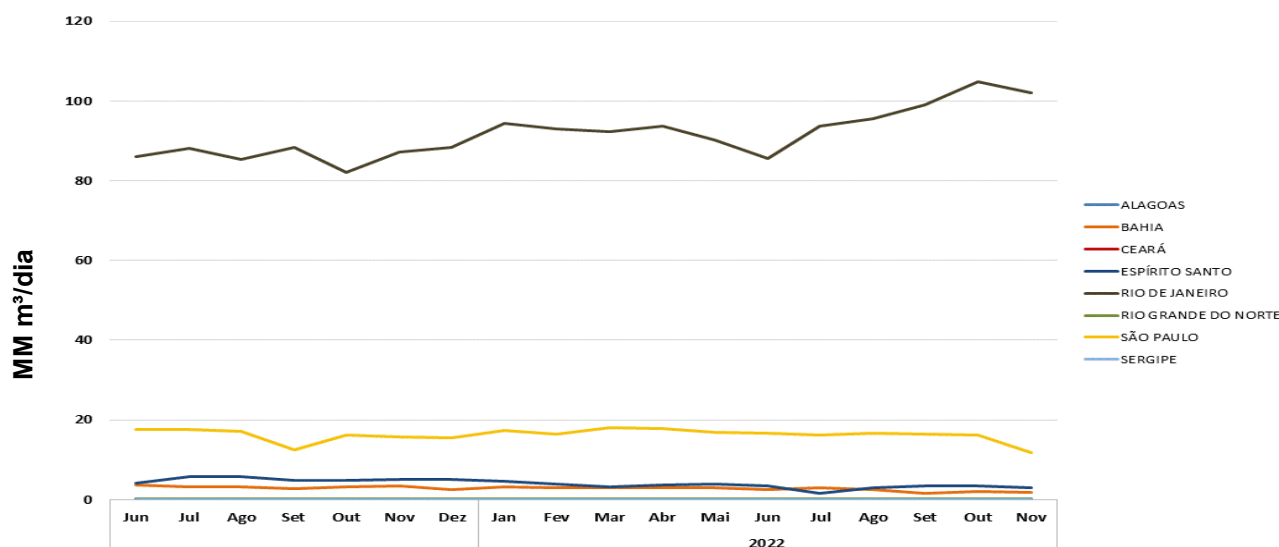
Em novembro o Brasil importou petróleo dos seguintes países: Arábia Saudita (38,53%), Nigéria (19,41%), Argentina (11,56%), EUA (10,22%), Angola (9,64%), Argélia (5,67%) e Congo (4,96%). No mesmo período houve exportação para os seguintes países: China (47,86%), Espanha (9,19%), Chile (6,56%), Portugal (4,97%), Coreia do Sul (4,77%), EUA (3,59%), Israel (3,33%), Peru (3,32%) e outros (16,41%). Fonte: MDIC COMEX STAT.

## GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Em novembro o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 72,67% da produção nacional de gás natural. Os estados do Amazonas e de São Paulo produziram, respectivamente, 10,07% e 8,4% desse total.

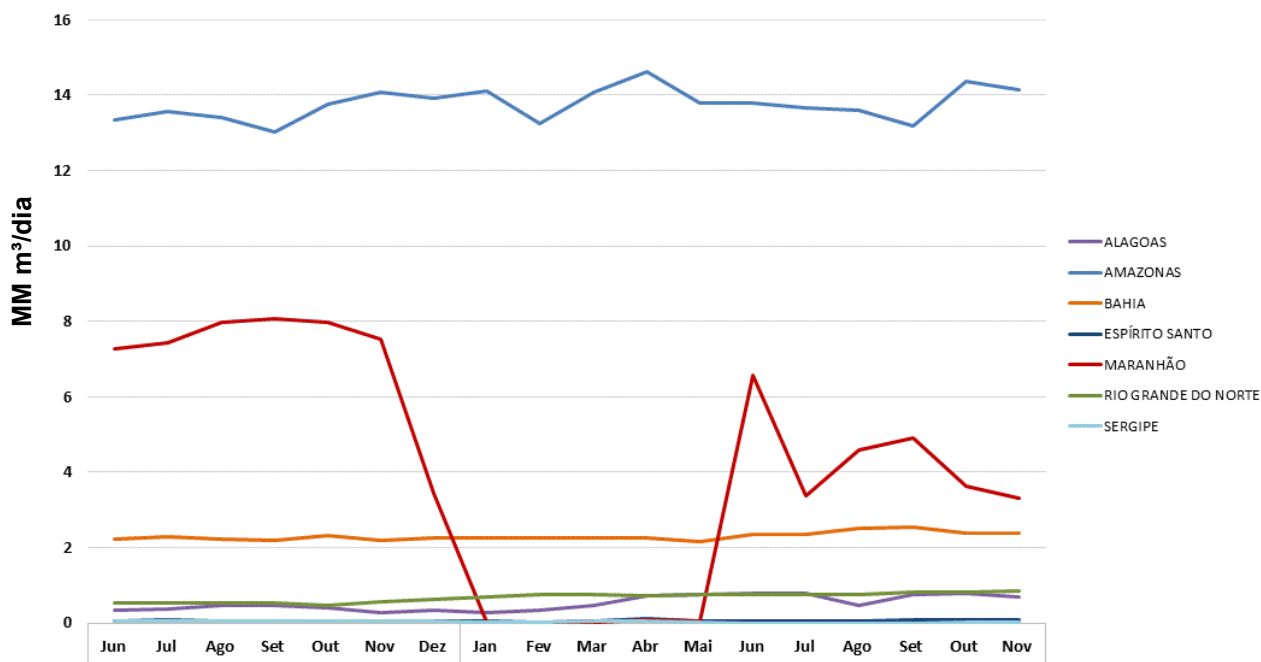
Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 85,8% da produção nacional, seguido por São Paulo, com 9,9% e Espírito Santo, com 2,6%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas com 65,7%, Maranhão com 15,4%, Bahia com 11,1%, Rio Grande do Norte com 4,0% e Alagoas com 3,3%.

### MAR



**Gráfico 7** - Produção média diária de gás natural no mar, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

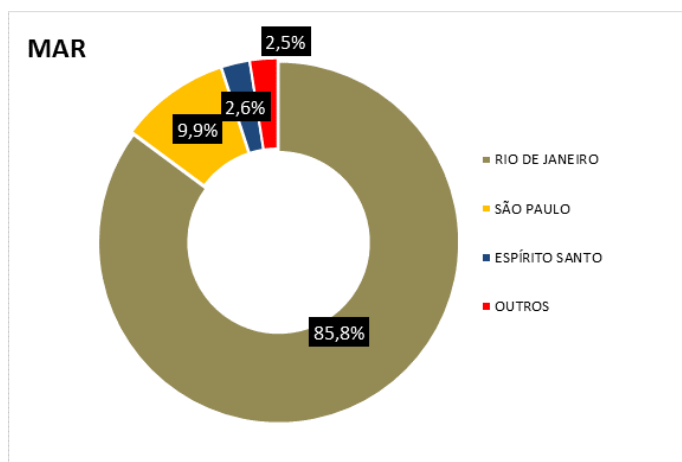
**TERRA**



Fonte: ANP

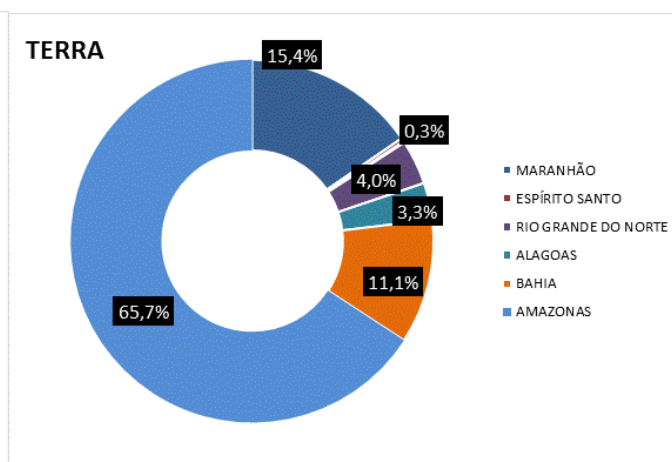
**Gráfico 8** - Produção média diária de gás natural em terra, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

Fonte: ANP



**Gráfico 9** - Percentuais de produção de gás natural no mar, por estado, em novembro de 2022.

Fonte: ANP



**Gráfico 10** - Percentuais de produção de gás natural em terra, por estado, em novembro de 2022.

## GÁS NATURAL – IMPORTAÇÃO

A importação média diária de gás natural em novembro foi de 21,1 MMm³/d. Esse valor foi 14,9% superior ao mês anterior e 59,05% inferior ao registrado em novembro de 2021.

Essas importações acarretaram o dispêndio de US\$ 277,40 milhões (FOB) no mês de novembro, valor 76,15% superior ao mês anterior e 73,86% inferior ao contabilizado em novembro de 2021.

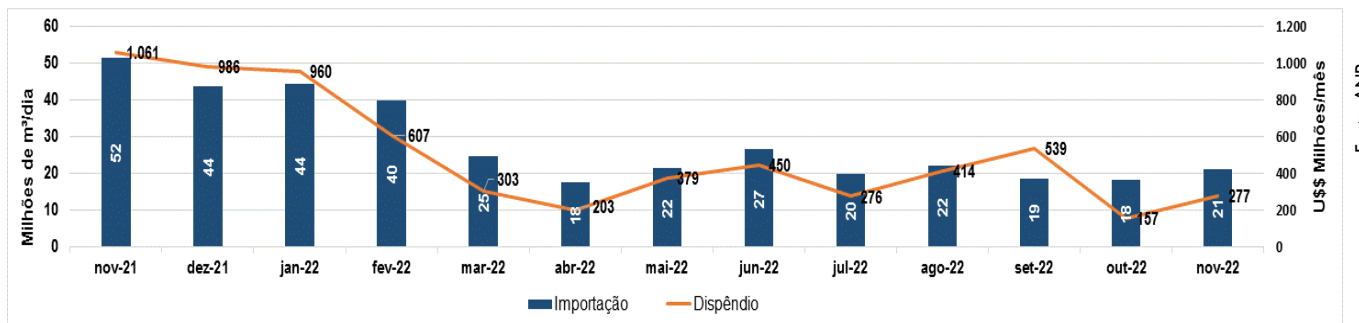


Gráfico 11 - Importação de gás natural e dispêndio de valores entre novembro de 2021 e novembro de 2022.

## PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Os royalties em novembro foram assim distribuídos à União e aos estados e municípios produtores: União (R\$ 1.394,79 bilhão), Estados (R\$ 1.263,31 bilhão), Municípios (R\$ 1.595,71 bilhão), somando R\$ 4.253,82 bilhões, Este valor foi 11,34% inferior ao mês anterior e 21,65% superior ao de novembro de 2021. Além disso, houve a arrecadação de R\$ 389,43 milhões de Fundo Especial para distribuição entre os estados e municípios não produtores. A arrecadação a título de Participações Especiais ocorre trimestralmente e alcançou o valor de R\$ 13,036 bilhões em novembro de 2022, valor 15,65% superior ao de novembro de 2021.

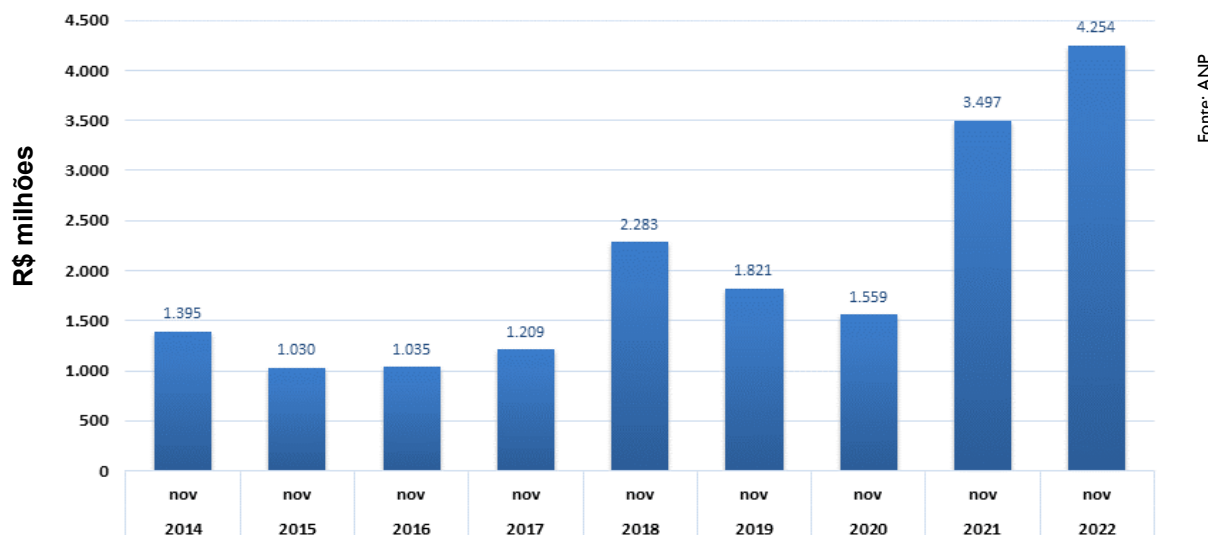


Gráfico 12 - Evolução da arrecadação dos royalties nos meses de novembro, entre 2014 e 2022.

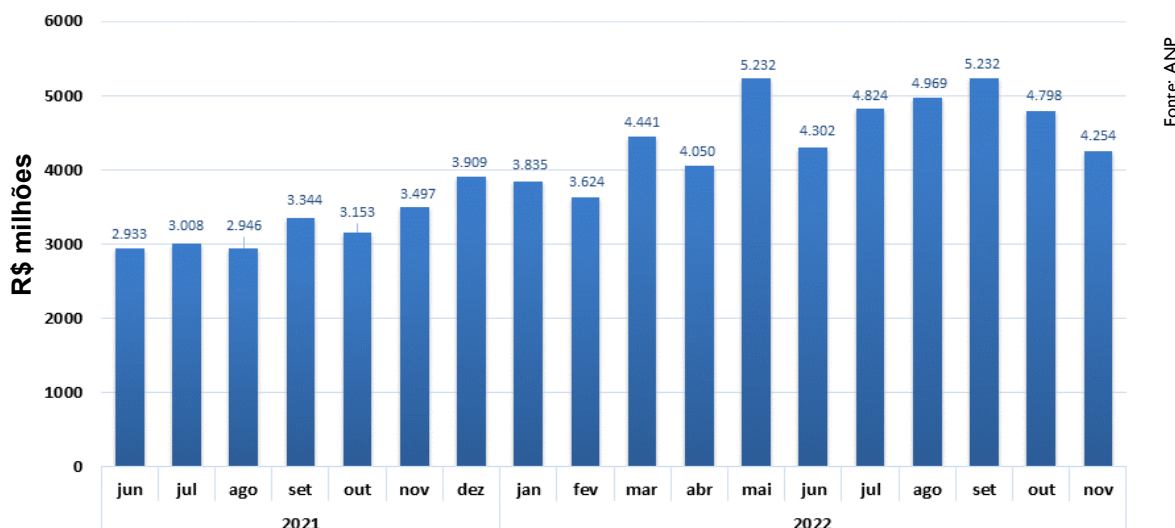
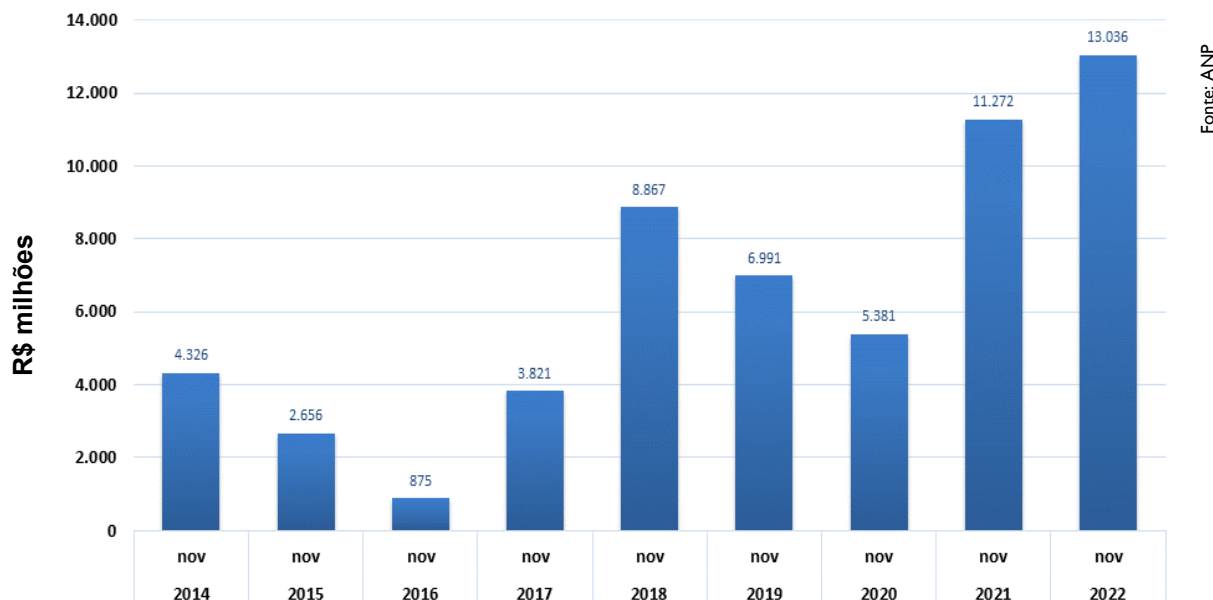


Gráfico 13 - Histórico da arrecadação dos royalties nos últimos 18 meses.





**Gráfico 14** - Evolução da arrecadação de Participações Especiais, nos meses de novembro entre 2014 e 2022.

Tabela 3 - Royalties (milhões R\$) distribuídos aos entes federativos com valores mensais de novembro de 2021 a novembro de 2022.

Beneficiários	ROYALTIES (R\$ milhões)												
	nov-21	dez-21	jan-22	fev-22	mar-22	abr-22	mai-22	jun-22	jul-22	ago-22	set-22	out-22	nov-22
União	1.137,90	1.278,60	1.254,41	1.190,82	1.461,79	1.320,36	1.706,17	1.402,53	1.602,67	1.631,06	1.722,74	1.598,42	1.394,79
Estados	1.047,61	1.187,62	1.151,41	1.080,60	1.318,13	1.206,22	1.555,89	1.280,17	1.432,12	1.477,71	1.548,92	1.440,42	1.263,31
Municípios	1.311,31	1.442,39	1.429,56	1.352,29	1.660,59	1.523,90	1.968,83	1.619,37	1.788,96	1.860,42	1.960,20	1.758,90	1.595,71
<b>Total</b>	<b>3.496,83</b>	<b>3.908,61</b>	<b>3.835,38</b>	<b>3.623,71</b>	<b>4.440,51</b>	<b>4.050,48</b>	<b>5.230,89</b>	<b>4.302,07</b>	<b>4.823,75</b>	<b>4.969,19</b>	<b>5.231,86</b>	<b>4.797,74</b>	<b>4.253,82</b>

Tabela 4 - Participações Especiais (milhões R\$) com valores entre novembro de 2021 a novembro de 2022.

Beneficiários	PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)												
	nov-21	dez-21	jan-22	fev-22	mar-22	abr-22	mai-22	jun-22	jul-22	ago-22	set-22	out-22	nov-22
União	5.670,10	-	-	6.219,24	-	-	7.508,83	-	-	6.631,42	-	-	6.560,36
Estados	4.536,08	-	-	4.975,39	-	-	6.007,06	-	-	5.305,14	-	-	5.248,29
Municípios	1.065,96	-	-	1.184,75	-	-	1.410,18	-	-	1.232,58	-	-	1.227,27
<b>Total</b>	<b>11.272,14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.379,38</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14.926,08</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13.169,14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13.035,92</b>

## EQUIPE DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Ministro de Minas e Energia:** Alexandre Silveira de Oliveira.

**Coordenadores:** Clayton de Souza Pontes e Jair Rodrigues dos Anjos.

**Especialista em Políticas Públicas:** Antônio Henrique Godoy Ramos.

**Analista de Infraestrutura:** Diogo Santos Baleeiro.

**Secretária:** Marlucia Rodrigues de Sousa.

**Assistente Administrativa:** Rose Marie Ferreira da Hora.

**Estagiários:** Michael Emanuel Silva Costa e João Gabriel Pereira da Fonseca.