



Ministério de
Minas e Energia

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Edição 142 DEPG

Fevereiro de 2024

INTRODUÇÃO

As notícias relativas às atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural (P&G) e os informes sobre as ações conduzidas pelo DEPG estão atualizados até o dia 29 de fevereiro de 2024. As demais informações do setor contidas neste Boletim são relativas ao mês de janeiro de 2024 e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES

Nesta edição:

| | |
|--|---|
| NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES | 1 |
| DADOS DE JANEIRO | 3 |
| EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO | 3 |
| PRODUÇÃO POR CONSORCIADA | 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 02/02 que em 2023 a produção média anual de petróleo e gás natural, foi recorde, com 4,344 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), cerca de 11,69 % acima do recorde anterior, alcançado em 2022. Foi a primeira vez que a produção média anual nacional atingiu uma marca acima dos 4 milhões de boe/d. Houve recorde ainda, no ano, nas produções separadas de petróleo, com 3,402 milhões de barris por dia (bbl/d), 12,57% acima do valor de 2022 (que tinha sido de 3,022 milhões de bbl/d); e de gás natural, com 150 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d). **Fonte: ANP**

pela empresa, da curva PEV da corrente do campo de Jubarte, que tem impacto no preço de referência do petróleo, adotado no cálculo de royalties e PE. O acordo prevê o pagamento de aproximadamente R\$ 833 milhões, atualizados até dezembro de 2023, que serão corrigidos pela taxa Selic até a data da assinatura. Os valores serão pagos 35% à vista e o restante, em 48 parcelas corrigidas pela taxa Selic. **Fonte: ANP**

A ANP tornou público, em 07/02 que a Agência e a Petrobras assinaram, no dia 30/1, o acordo para o recolhimento de participações governamentais (royalties e participação especial - PE) relativas à produção de petróleo no campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e de dezembro de 2012 a fevereiro de 2015. Essas participações governamentais deixaram de ser recolhidas em função da não atualização,

A PPSA divulgou no dia 22/02 que a CNOOC, empresa chinesa que produz no pré-sal, foi a vencedora do processo de venda direta realizado pela Pré-Sal Petróleo (PPSA) em (21/02), para comercializar a terceira carga de petróleo da União, de 500 mil barris, oriunda do contrato de partilha de produção de Sépia. A carga estará disponível para carregamento em abril. Pela primeira vez, a PPSA vendeu cargas baseada no preço do Brent. Até então, as vendas eram realizadas com base no preço de referência estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP). Foi a venda

mais competitiva realizada pela União, com o maior número de participantes. **Fonte: PPSA**

A Pré-Sal Petróleo tornou público no dia 23/02 que a União teve direito a 17,08 milhões de barris de petróleo da produção do pré-sal em 2023. O resultado é 57% maior do que o registrado em 2022 (10,9 milhões) e reflete o crescimento da produção no país. Deste volume, 92% são referentes à parcela que a União faz jus em oito contratos de partilha de produção, sendo o campo de Mero o principal responsável por este resultado, seguido dos campos de Búzios e Entorno de Sapinhoá. Os 8% restantes são relativos à participação da União nas jazidas unitizadas de Atapu e Tupi, que envolvem áreas não contratadas e operam com sete navios-plataformas. Desde 2017, a União acumula um total de 41,93 milhões de barris de petróleo produzidos. **Fonte: PPSA**

O navio-plataforma Marechal Duque de Caxias saiu no dia (24/2) de Yantai, China, rumo ao campo de Mero, operado pela Petrobras, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma entrará em operação a partir de setembro de 2023 e tem capacidade de produzir até 180 mil barris de óleo e de comprimir até 12 milhões de metros cúbicos de gás, tudo isso diariamente.

A unidade, afretada pela Petrobras junto à MISC, fará parte do 3º sistema de produção definitivo de Mero e aumentará a capacidade instalada de produção do campo para 590 mil barris diários de petróleo. Esse sistema de produção prevê a interligação de 15 poços à unidade, 8 produtores de óleo e 7 injetores de água e gás, por meio de uma infraestrutura submarina composta por 80 km de dutos rígidos de produção e injeção, 47 km dutos flexíveis de serviços e 44 Km de umbilicais de controle.

A plataforma, do tipo FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência, da sigla em inglês), será interligada ao equipamento HISEP, que fará a separação do óleo e do gás no fundo do oceano, de onde fará a reinjeção do gás rico em CO₂, de forma pioneira.

Mero é o terceiro maior campo do Brasil em volume de óleo in place (o que pode ser recuperado no reservatório), atrás apenas de Tupi e Búzios, também localizados no pré-sal da Bacia de Santos. Além do FPSO

Duque de Caixas, a Petrobras colocará em operação outra unidade em Mero em 2025.

As operações do campo unitizado de Mero são conduzidas pelo Consórcio operado pela Petrobras (38,6%), em parceria com a Shell Brasil (19,3%), TotalEnergies (19,3%), CNOOC (9,65%), CNPC (9,65%) e Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) (3,5%), como representante da União na área não contratada.

A PPSA também atua como gestora do contrato e comercializa a parcela de óleo de direito da União. Mero foi o principal produtor de óleo da União em 2023, produzindo 11,1 dos 17 milhões de barris que a União teve direito em 2023. **Fonte: PPSA**

Foram concluídas em (27/02) todas as etapas da operacionalização da distribuição de royalties pela ANP, relativos à produção de dezembro de 2023, para os contratos de concessão e de cessão onerosa. O valor repassado diretamente aos estados foi de R\$ 809.024.382,81, enquanto os municípios receberam R\$ 996.726.990,92. Em termos de número de beneficiários, os repasses foram feitos a 952 municípios e 11 estados. Além desses entes federativos, do total apurado pela Agência, há parcelas de royalties que foram destinadas à União e ao Fundo Especial, de acordo com a legislação vigente. **Fonte: ANP**

A Pré-Sal Petróleo (PPSA) publicou em 29/02 que está com processo de venda direta aberto para a terceira carga de petróleo da União do contrato de partilha de Atapu. Serão vendidos 500 mil barris de petróleo. As propostas serão recebidas no dia 6 de março. Todas as empresas que já atuam no pré-sal foram convidadas para participar, além da PRIO e da Refinaria de Mataripe. Este modelo tem sido adotado para a comercialização de cargas spot e os preços ofertados serão baseados no Brent.

Fonte: PPSA

DADOS DO MÊS DE JANEIRO

Em janeiro de 2024 a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 4,487 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), valor cerca de 1,8% inferior quando comparado ao mês anterior, que foi de 4,570 MMboe/d. Considerando somente o petróleo, a produção média foi de 3,519 MMbbl/d. Este valor foi cerca 1,8% inferior ao registrado no mês anterior, que alcançou 3,585 MMbbl/d. Sobre o gás natural, a produção foi de 153,92 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), correspondendo a uma produção 1,7% inferior à do mês anterior, que alcançou 156,61 MMm³/d.

Nos reservatórios do Pré-sal foram produzidos 3,389 MMboe/d de petróleo e gás natural (75,5% da produção nacional), o que resultou num decréscimo de aproximadamente 2,8% em comparação com dezembro, com o volume de 3,487 MMboe/d.

Em janeiro a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 6639 poços, sendo 537 marítimos e 6102 terrestres. Os campos marítimos produziram 97,5% de petróleo e 84,0% do gás natural.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

Em janeiro de 2024, uma Notificação de Descoberta foi informada à ANP. No mesmo período, não foram informadas Declarações de Comercialidade à ANP.

Tabela I - Notificações de Descobertas de Hidrocarbonetos de janeiro de 2023 a janeiro de 2024.

| Localização | jan/23 | fev/23 | mar/23 | abr/23 | mai/23 | jun/23 | jul/23 | ago/23 | set/23 | out/23 | nov/23 | dez/23 | jan/24 |
|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Terra | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 0 |
| Mar | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | 3 | 0 | 0 | 1 |
| Total | 1 | 0 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 2 | 2 | 6 | 1 | 0 | 0 |

Fonte: ANP

Tabela II - Dados das Descobertas de Hidrocarbonetos de janeiro de 2024.

| Poço ANP | Bloco | Bacia | Bacias Agrupadas | Estado | Ambiente | Operador | Início da Perfuração | Conclusão do Poço | Notificação de Descoberta | Data da Notificação |
|-----------------|-----------|----------|-------------------|--------|----------|-----------|----------------------|-------------------|---------------------------|---------------------|
| 3-BRSA-1389-RNS | POT-M-853 | Potiguar | Margem Equatorial | RN | MAR | Petrobras | 23/12/2023 | 06/02/2024 | Sim | 26/01/2024 |

Fonte: ANP

Tabela III - Declarações de Comercialidade de janeiro de 2023 a janeiro de 2024.

| Mês | jan/23 | fev/23 | mar/23 | abr/23 | mai/23 | jun/23 | jul/23 | ago/23 | set/23 | out/23 | nov/23 | dez/23 | jan/24 |
|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Total | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 2 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 |

Fonte: ANP

Tabela IV - Dados das Declarações de Comercialidade entre janeiro de 2023 a janeiro de 2024.

| Código do PAD | Bloco | Bacia | Ambiente | Operador | Rodada | Data da Declaração de Comercialidade | Campo/Área de Desenvolvimento |
|---|----------------------|----------------|----------|------------------|--------|--------------------------------------|-------------------------------|
| PA-1FCB0001BA_TUC-T-139_TUC-T-147 | TUC-T-139, TUC-T-147 | Tucano Sul | Terra | Imetame | BID11 | 16/10/2023 | TUCANO GRANDE |
| PA-1FCB0001BA_TUC-T-139_TUC-T-147 | TUC-T-139, TUC-T-147 | Tucano Sul | Terra | Imetame | BID11 | 16/10/2023 | TUCANO GRANDE SUL |
| PA-6REPF6PRJS_1REPF11ARJS_1REPF12DRJS_C-M-539 | C-M-539 | Campos | Mar | Equinor Energy | BID7 | 20/09/2023 | RAIA MANTA |
| PA-6REPF6PRJS_1REPF11ARJS_1REPF12DRJS_C-M-539 | C-M-539 | Campos | Mar | Equinor Energy | BID7 | 20/09/2023 | RAIA PINTADA |
| PA-6BRSA770DARJS-N_DE BRAVA | N_DE BRAVA | Campos | Mar | Petrobras | OPP1 | 19/07/2023 | ESPADIM |
| PA-1BGM5ES_ES-T-496 | ES-T-496 | Espírito Santo | Terra | BGM | BID11 | 12/07/2023 | MURIQUI |
| PA-6BRSA899DRJS-N_DE BRAVA | N_DE BRAVA | Campos | Mar | Petrobras | OPP1 | 30/06/2023 | MANJUBA |
| PA-1STAR8RN_POT-T-794 | POT-T-794 | Potiguar | Terra | Aguila | BID7 | 30/06/2023 | CABOCLINHO BRANCO |
| PA-1IMET27ES_ES-T-487 | ES-T-487 | Espírito Santo | Terra | Capixaba Energia | BID14 | 16/06/2023 | ÁGUIA REAL |

Fonte: ANP

PRODUÇÃO POR CONSORCIADA

Em janeiro de 2024 a Petrobras, na condição de empresa consorciada, foi responsável por 64,38% da produção nacional de petróleo e gás natural, alcançando 2,877 MM boe/d. A Shell Brasil, com a produção de 467 M boe/d, que representa 10,44% do total nacional, classificou-se como a 2ª em produção. A 3ª empresa consorciada com maior produção foi a TotalEnergies E&P, tendo obtido 4,10% da produção do país, com média de 183 M boe/d. A Petrogal Brasil foi responsável por 2,74% da produção nacional, sendo a 4ª consorciada com maior produção, obtendo 122 M boe/d. A CNOOC Petroleum, como a 5ª maior consorciada, produziu 2,22%, com 99 M boe/d. A Petro Rio Jaguar, como a 6ª produtora, atingiu 1,64% da produção, com 73 M boe/d. A CNODC Brasil com 66 M boe/d e 1,49% da produção, alcançou a 7ª posição. A Equinor Brasil, com 1,38% e 62 M boe/d foi a 8ª maior produtora. A Petronas, com 1,30% e 58 M boe/d foi a 9ª colocada. A 10ª maior produtora foi a Repsol Sinopec, com 1,28% e 57 M boe/d. A Sinochem Petróleo foi a 11ª maior produtora com 41 M boe/d e 0,92%. A 12ª maior produtora foi a Eneva, com 0,83% e 37 M boe/d. A Trident Energy com 0,72% e 32 M boe/d foi a 13ª. As demais consorciadas alcançaram a parcela de 6,56% da produção nacional, com o volume de 293 M boe/d.

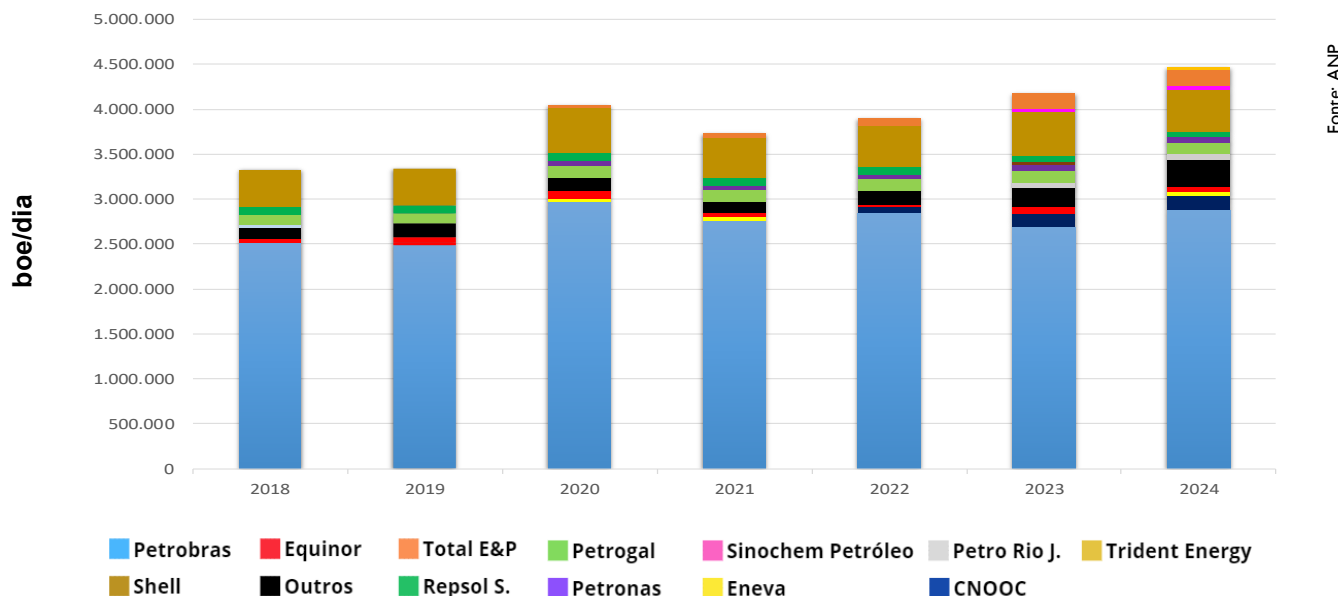


Gráfico 1 - Produção total de petróleo e gás natural, em boe/d, por consorciada, relativa ao mês de janeiro no período de 2018 a 2024.

PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em janeiro o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 85,70% da produção nacional de petróleo e Líquido de Gás Natural (LGN). Os estados de São Paulo e do Espírito Santo registraram, respectivamente, 6,37% e 5,27% do total produzido no País. Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 88,16% da produção nacional, seguido por São Paulo, com 6,56% e Espírito Santo, com 5,18%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram o Rio Grande do Norte com 34,02%, o Amazonas com 25,58%, a Bahia com 19,86%, o Espírito Santo com 8,18%, Sergipe com 8,63% e Alagoas com 2,82%.

MAR

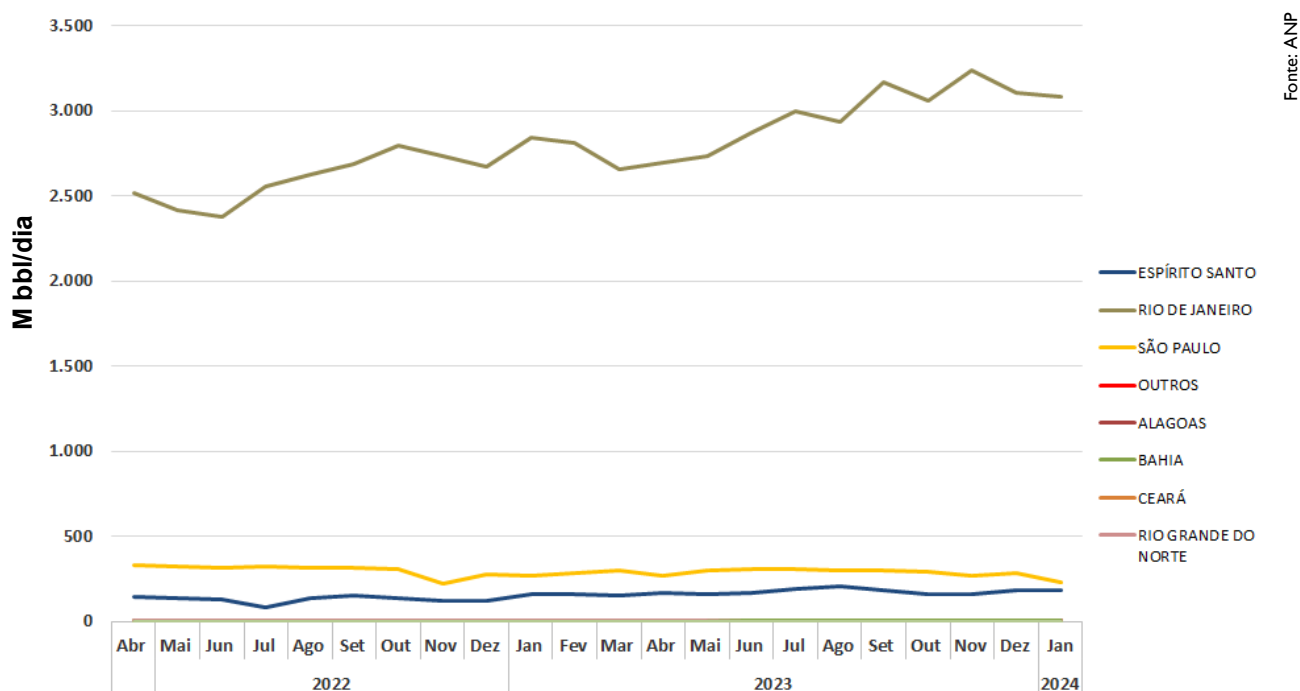
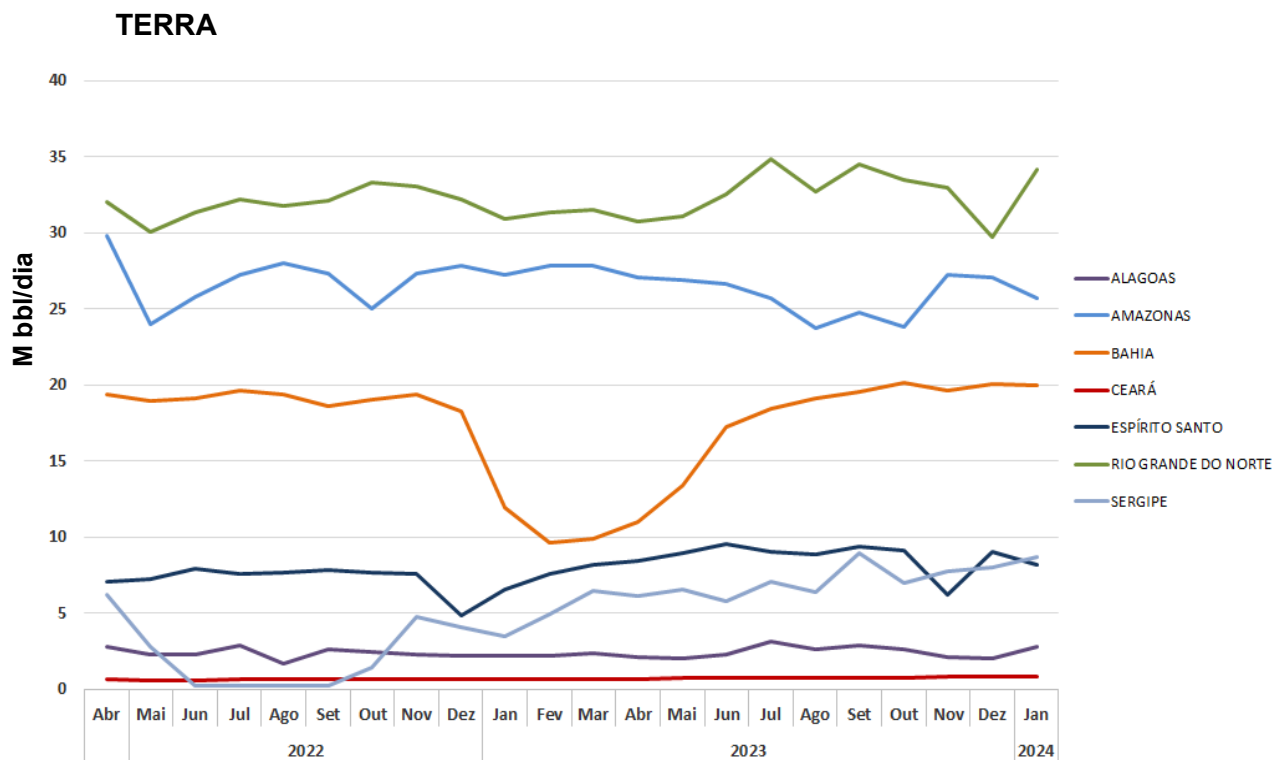


Gráfico 2 - Produção média diária de petróleo e LGN no mar por estado, nos últimos 22 meses, em Mbb/d.



Fonte: ANP

Gráfico 3 - Produção média diária de petróleo e LGN em terra, por estado, nos últimos 22 meses, em Mbb/d.

Fonte: ANP

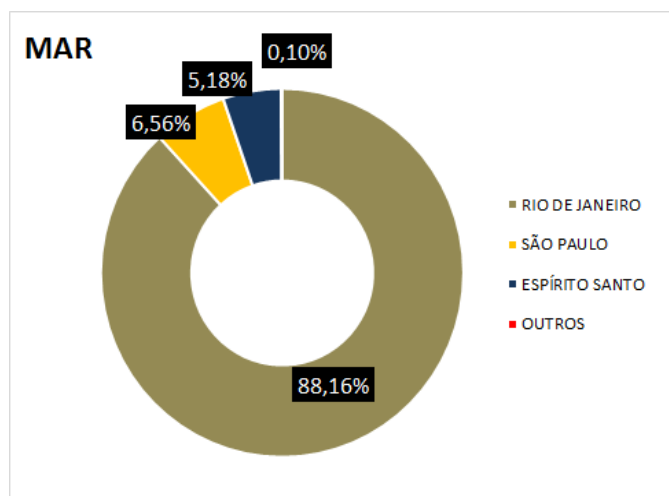


Gráfico 4 - Percentuais de produção de petróleo e LGN no mar, por estado, em janeiro de 2024.

Fonte: ANP

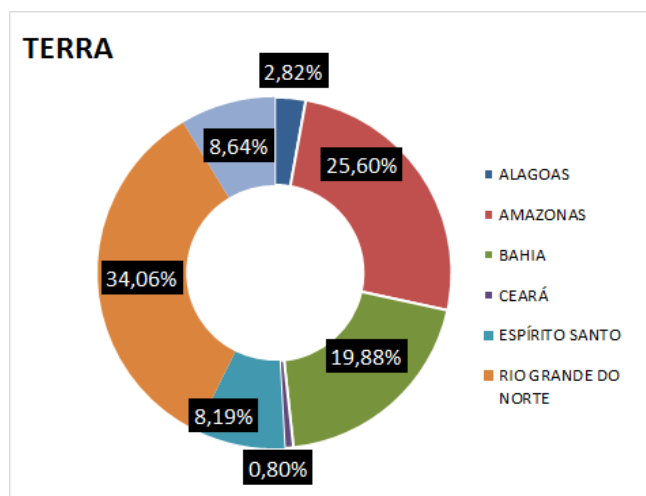
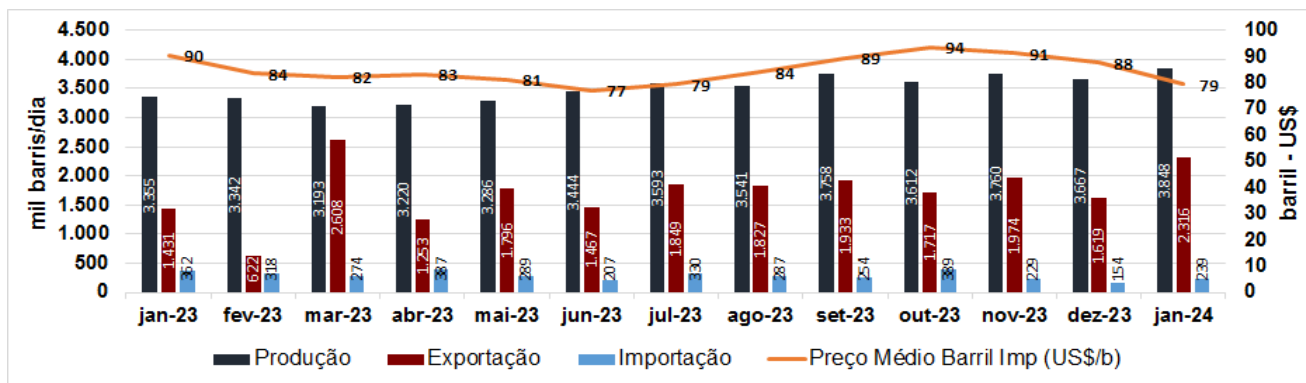


Gráfico 5 - Percentuais de produção de petróleo e LGN em terra, por estado, em janeiro de 2024.

PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em janeiro foi exportado o volume médio de 2,316 MM bbl/d de petróleo, valor 30,09% superior ao registrado no mês de dezembro e 38,21% superior em comparação com janeiro de 2023. Essas exportações renderam ao país US\$ 4,801 bilhões (FOB), valor 26,99% superior ao mês anterior e 34,82% superior ao do mês de janeiro de 2023.

No mesmo período foi importado o volume médio de 239 M bbl/d, valor 36% superior ao mês de dezembro e 33,97% inferior em comparação com janeiro de 2023. O dispêndio com essas importações totalizou US\$ 588 milhão (FOB), valor 29,08% superior a dezembro e 41,83% inferior ao registrado no mês de janeiro de 2023. Houve um superávit aproximado de US\$ 4,21 bilhões (FOB) entre a exportação e a importação de petróleo em janeiro.



Fonte: ANP

Gráfico 6 - Produção, importação, exportação e preço médio do barril de petróleo importado (Brent) de janeiro de 2023 a janeiro de 2024.

Em janeiro o Brasil importou petróleo dos seguintes países: Arábia Saudita (27,2%), Argélia (7,9%), Gabão (13,7%), EUA (19%) e outros (32,2%). No mesmo período houve exportação para os seguintes países: China (51,5%), Chile (4,9%), EUA (13,6%), Holanda (5,5%), Espanha (5%) e outros (19,6%).

Fonte: MDIC COMEX STAT.

GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Em janeiro o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 72,31% da produção nacional de gás natural. Os estados de São Paulo e do Amazonas e produziram, respectivamente, 7,74% e 9,30% desse total.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 86,11% da produção nacional, seguido por São Paulo, com 9,21% e Espírito Santo, com 3,30%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas com 58,00%, Bahia com 11,37%, Rio Grande do Norte com 4,29% e Alagoas com 4,63%.

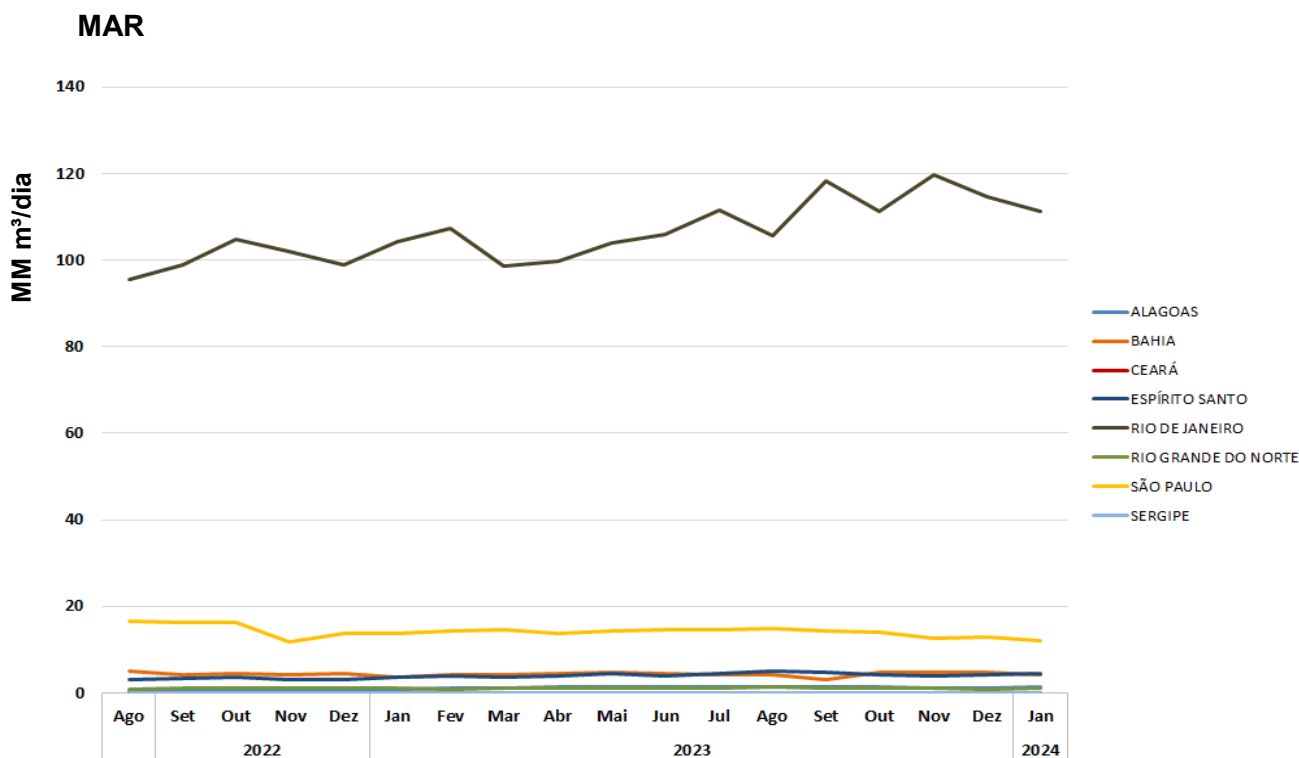


Gráfico 7 - Produção média diária de gás natural no mar, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

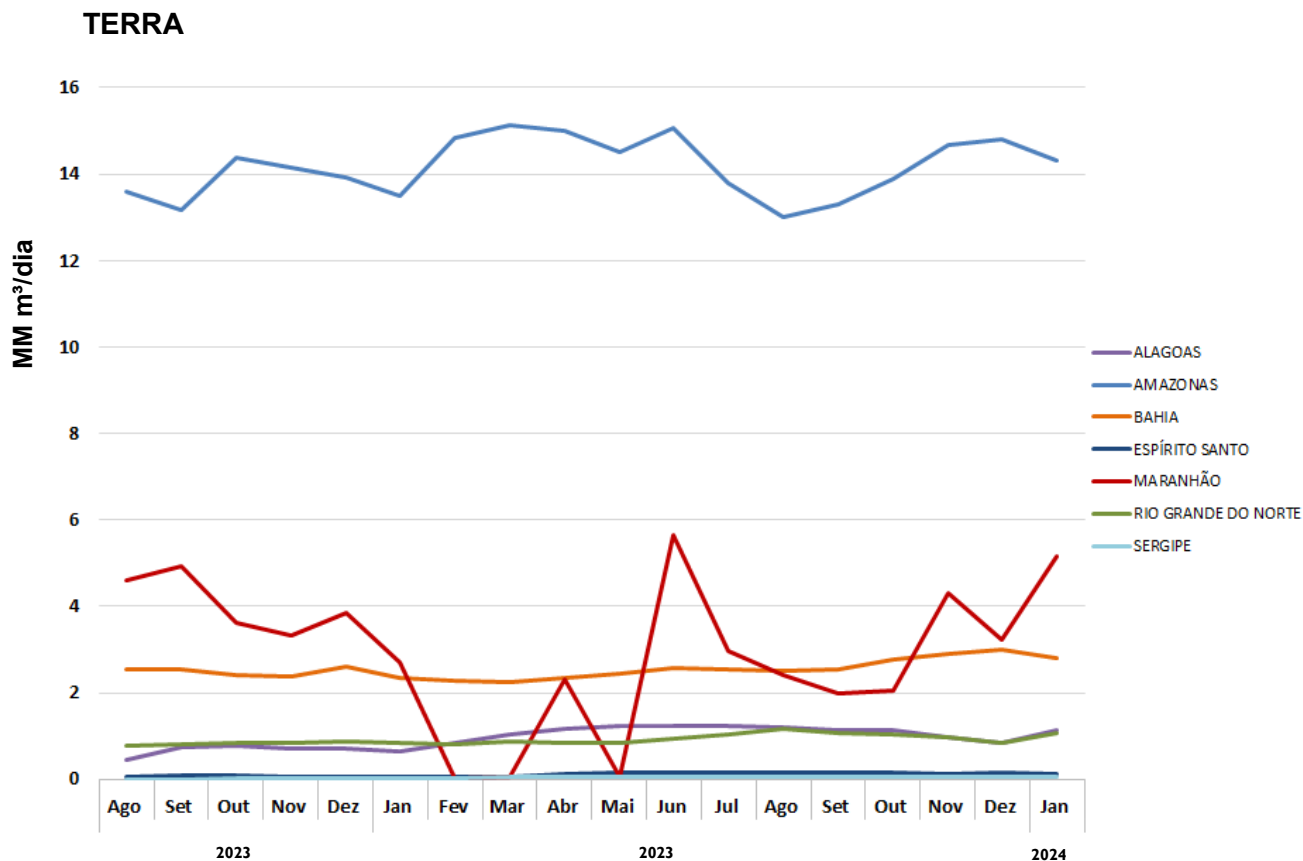


Gráfico 8 - Produção média diária de gás natural em terra, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

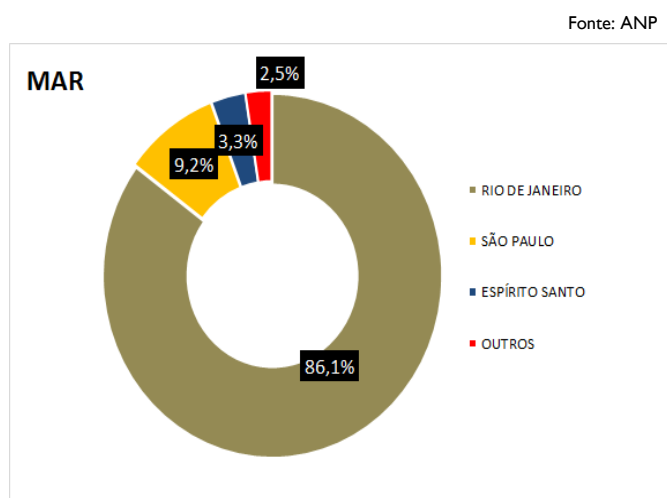


Gráfico 9 - Percentuais de produção de gás natural no mar, por estado, em janeiro de 2024.

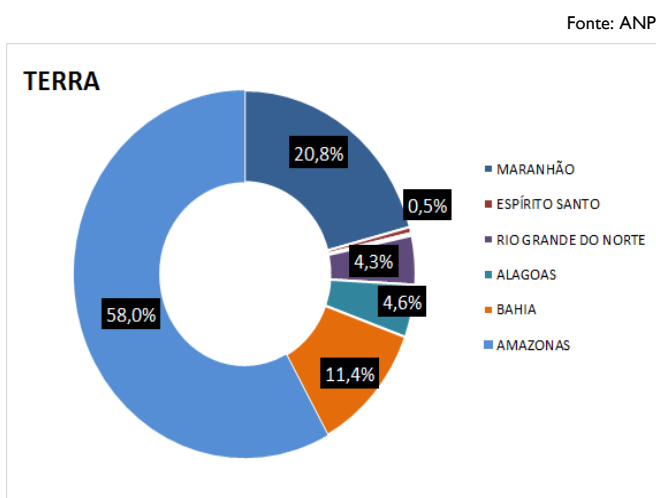


Gráfico 10 - Percentuais de produção de gás natural em terra, por estado, em janeiro de 2024.

GÁS NATURAL – IMPORTAÇÃO

A importação média diária de gás natural em janeiro foi de 21,5 MMm³/d. Esse valor foi 7,4% superior ao mês anterior e 15,34% superior ao registrado em janeiro de 2023.

Essas importações acarretaram o dispêndio de US\$ 217 milhões (FOB) no mês de janeiro, valor 17,05% superior ao mês anterior e 38,70% superior ao contabilizado em janeiro de 2023.

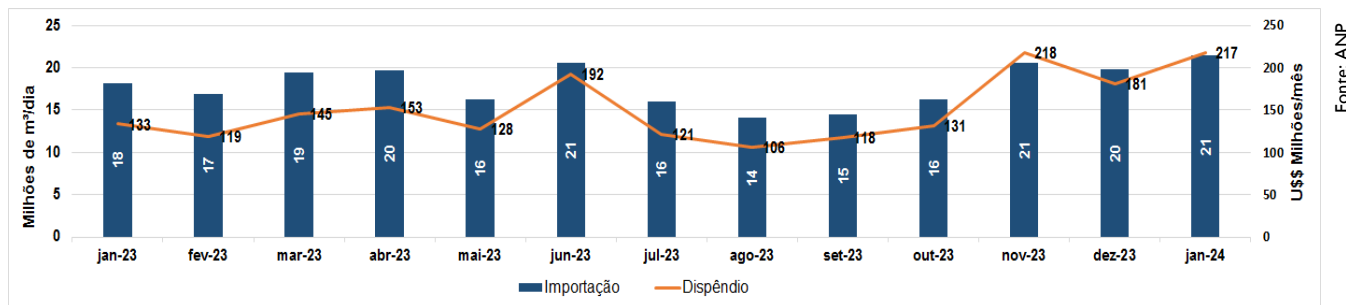


Gráfico II - Importação de gás natural e dispêndio de valores entre janeiro de 2023 e janeiro de 2024.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Os royalties em janeiro foram assim distribuídos à União, aos Estados e aos Municípios produtores: União (R\$ 1,488 bilhão), Estados (R\$ 1,298 bilhão), Municípios (R\$ 1,657 bilhão), somando R\$ 4,444 bilhões. Este valor foi 11,10% inferior ao mês anterior e 4,5% superior ao de janeiro de 2023. Além disso, houve a arrecadação de R\$ 406,97 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\$ 10,535 bilhões em novembro de 2023, valor 0,1% inferior ao de novembro de 2023.

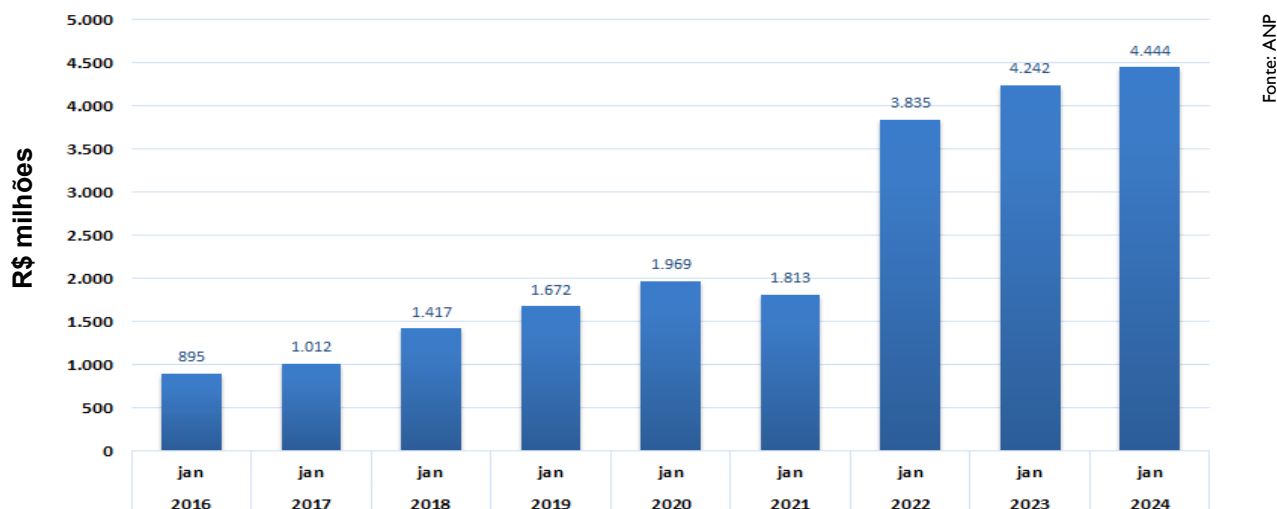


Gráfico 12 - Evolução da arrecadação dos royalties nos meses de janeiro entre 2016 e 2024.

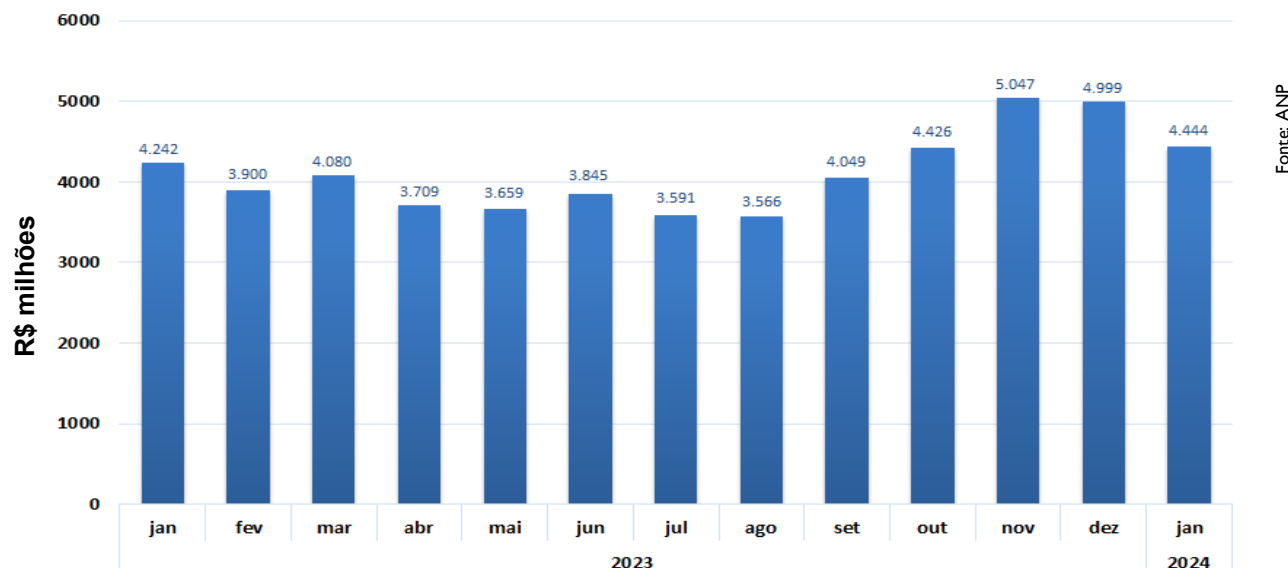


Gráfico 13 - Histórico da arrecadação dos royalties nos últimos 13 meses.

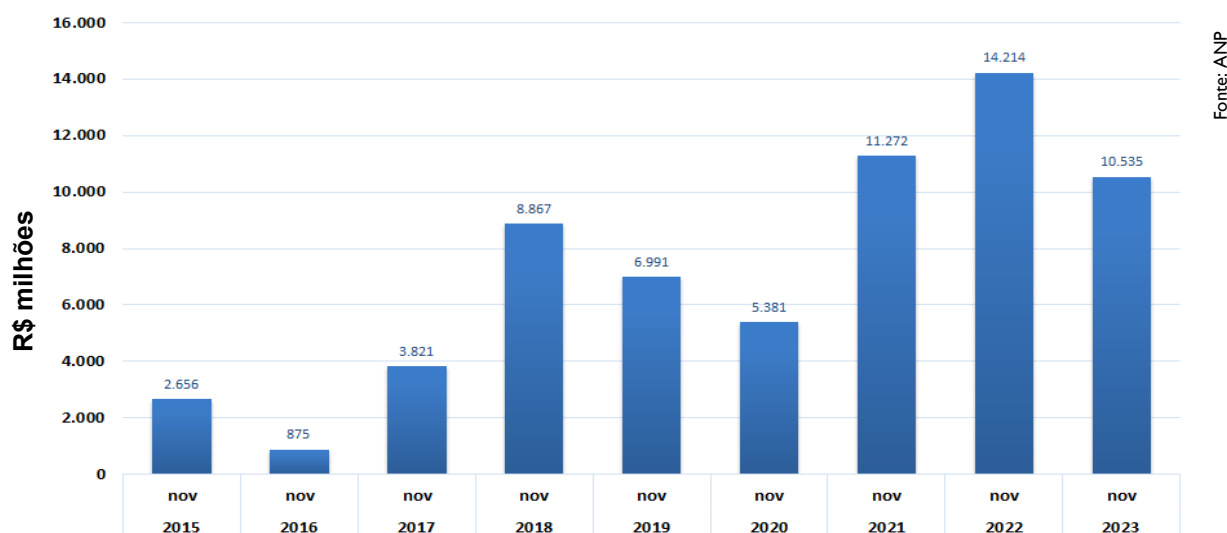


Gráfico 14 - Evolução da arrecadação de Participações Especiais, nos meses de novembro entre 2015 e 2023. Não houveram arrecadações significativas no mês de janeiro de 2024.

Tabela IV - Royalties (milhões R\$) distribuídos aos entes federativos com valores mensais de janeiro de 2023 a janeiro de 2024.

ROYALTIES (R\$ milhões)

| Beneficiários | jan-23 | fev-23 | mar-23 | abr-23 | mai-23 | jun-23 | jul-23 | ago-23 | set-23 | out-23 | nov-23 | dez-23 | jan-24 |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| União | 1.401,66 | 1.284,34 | 1.359,67 | 1.238,15 | 1.211,41 | 1.277,30 | 1.194,91 | 1.200,96 | 1.345,08 | 1.484,45 | 1.680,76 | 1.673,41 | 1.488,76 |
| Estados | 1.249,10 | 1.149,07 | 1.193,55 | 1.081,28 | 1.074,03 | 1.126,73 | 1.050,74 | 1.038,18 | 1.187,38 | 1.294,12 | 1.471,97 | 1.460,99 | 1.298,13 |
| Municípios | 1.591,12 | 1.466,81 | 1.526,35 | 1.389,27 | 1.373,85 | 1.441,42 | 1.345,00 | 1.327,22 | 1.516,43 | 1.647,27 | 1.893,93 | 1.864,84 | 1.657,30 |
| Fundo Especial | 387,95 | 356,21 | 376,19 | 342,08 | 337,39 | 353,99 | 305,75 | 370,92 | 372,24 | 406,44 | 463,99 | 457,94 | 406,97 |
| Total | 4.629,83 | 4.256,43 | 4.455,76 | 4.050,77 | 3.996,69 | 4.199,44 | 3.896,40 | 3.937,28 | 4.421,12 | 4.832,27 | 5.510,65 | 5.457,18 | 4.851,16 |

Tabela V - Participações Especiais (milhões R\$) com valores entre janeiro de 2023 a janeiro de 2024.

PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)

| Beneficiários | jan-23 | fev-23 | mar-23 | abr-23 | mai-23 | jun-23 | jul-23 | ago-23 | set-23 | out-23 | nov-23 | dez-23 | jan-24 |
|---------------|----------|------------------|-----------------|---------------|-----------------|----------|---------------|-----------------|----------|-------------|------------------|----------|----------|
| União | - | 5.292,36 | 678,03 | 366,29 | 4.588,90 | - | 88,16 | 4.238,04 | - | 1,29 | 5.296,98 | - | - |
| Estados | - | 4.233,89 | 542,42 | 293,04 | 3.671,12 | - | 70,52 | 3.390,43 | - | 1,04 | 4.237,58 | - | - |
| Municípios | - | 1.011,36 | 135,61 | 73,26 | 871,98 | - | 17,63 | 798,57 | - | 0,26 | 1.000,85 | - | - |
| Total | - | 10.537,62 | 1.356,06 | 732,59 | 9.132,00 | - | 176,31 | 8.427,04 | - | 2,59 | 10.535,41 | - | - |

EQUIPE DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministro de Minas e Energia: Alexandre Silveira de Oliveira.

Secretário da SNPGB: Pietro Adamo Sampaio Mendes.

Diretor do DEPG: Jair Rodrigues dos Anjos.

Coordenadores: Carlos Agenor Onofre Cabral e Diogo Santos Baleeiro.

Analista de Infraestrutura: Ranielle Noleto Paz Araujo e Renan Jorge Menezes Ribeiro.

Secretária: MarluCIA Rodrigues de Sousa.

Assistente Administrativo: Rose Marie Ferreira da Hora.

Apoio Administrativo: Mariana Vieira Soares.

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