

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural

Exploração e Produção

- 2.1 Blocos na Fase de Exploração e Campos em Desenvolvimento e em Produção sob Contrato
- 2.2 Atividades Exploratórias e Exploratórias
- 2.3 Reservas
- 2.4 Produção
- 2.5 Ações de Fiscalização e Comunicação de Incidentes nas Atividades de Exploração e Produção
- 2.6 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.7 Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e Formação de Recursos Humanos
- 2.8 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

- 2.9 Refino de Petróleo
- 2.10 Processamento de Gás Natural
- 2.11 Produção de Derivados de Petróleo
- 2.12 Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

Industrialização do Xisto

- 2.13 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

- 2.14 Terminais
- 2.15 Dutos

Comércio Exterior

- 2.16 Importação e Exportação de Petróleo
- 2.17 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo
- 2.18 Superávit Externo de Petróleo e seus Derivados
- 2.19 Importação e Exportação de Gás Natural

O desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil em 2023 é retratado nesta seção, com foco em cinco temas: **Exploração e Produção**; **Refino e Processamento**; **Industrialização do Xisto**; **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural**; e **Comércio Exterior**.

O tema **Exploração e Produção** traz um panorama do segmento *upstream* em oito capítulos. O primeiro capítulo mostra a situação vigente, em 31 de dezembro de 2023, das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O segundo apresenta dados sobre atividade sísmica, perfuração de poços e métodos potenciais. O terceiro contempla a evolução das reservas brasileiras, totais e provadas, de petróleo e gás natural. O quarto capítulo aborda o desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos. O quinto capítulo apresenta as ações de fiscalização e comunicação de incidentes nas atividades de exploração e produção.

Em seguida, o sexto capítulo divulga os montantes das participações governamentais (royalties, participação especial, proprietários de terra) pagas pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. O sétimo capítulo apresenta as informações relativas ao volume de recursos destinados à pesquisa, ao desenvolvimento e à inovação e à formação de recursos humanos.

Finalmente, o oitavo capítulo registra os preços médios de petróleo e gás natural, que toma como base os preços de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O segundo tema desta seção, **Refino e Processamento**, está estruturado em quatro capítulos: **Refino de Petróleo**; **Processamento de Gás Natural**; **Produção de Derivados de Petróleo**; **Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo**. Os dois primeiros capítulos abordam, respectivamente, a infraestrutura do parque de refino de petróleo e das unidades de processamento de gás natural no Brasil. O terceiro capítulo apresenta a evolução da produção nacional de derivados e o quarto compila dados sobre os preços médios praticados pelos produtores e importadores.

O tema **Industrialização do Xisto** traz uma síntese das atividades relacionadas ao xisto betuminoso que têm interface com a indústria nacional do petróleo.

O tópico **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural** é apresentado em dois capítulos: **Terminais e Dutos**, ambos com informações sobre a infraestrutura para transporte e transferência de hidrocarbonetos e etanol disponível no país.

O último tema da segunda seção, **Comércio Exterior**, compreende quatro capítulos: **Importação e Exportação de Petróleo**; **Importação e Exportação de Derivados de Petróleo**; **Superávit Externo de Petróleo e seus Derivados**; **Importação e Exportação de Gás Natural**. São apresentados os volumes de petróleo, de seus derivados e de gás natural transacionados internacionalmente e os montantes financeiros envolvidos, além da evolução do superávit externo do Brasil em relação ao petróleo e seus derivados.

Exploração e Produção

2.1. Blocos na Fase de Exploração e Campos em Desenvolvimento e em Produção sob Contrato

A ANP tem como uma das principais atribuições a promoção de rodadas para licitar blocos e áreas de petróleo e gás natural, os quais, após a conclusão da fase de exploração e a eventual declaração de comercialidade, passam para as etapas de desenvolvimento e produção.

No final de 2023, 602 áreas estavam sob contrato: 251 blocos na fase de exploração, 47 campos em desenvolvimento da produção e 304 campos na etapa de produção.

Dos 251 blocos em fase de exploração, 100 se localizavam em mar e 151 em terra. Dos 238 blocos contratados sob o regime de concessão, três foram concedidos na Terceira Rodada; um na Quarta; sete na Sexta; oito na Sétima; sete na Nona; dois na 10ª; 31 na 11ª; oito na 12ª; 12 na 13ª; 23 na 14ª; 17 na 15ª; seis na 16ª; e cinco na 17ª. Ainda sob o regime de concessão, nos ciclos de Oferta Permanente, 33 blocos foram concedidos no 1º Ciclo, 17 no 2º Ciclo e 58 no 3º. Dos blocos contratados sob o regime de partilha de produção havia 13 blocos: um licitado na Primeira Rodada; um na Segunda; dois na Terceira; um na Quarta; três na Quinta; e um na Sexta. Ainda sob o regime de partilha, nos ciclos de Oferta Permanente, quatro blocos foram contratados no 1º Ciclo.

Em 2023, dos 377 blocos exploratórios sob contrato, a Petrobras tinha participação em 43, dos quais 18 eram contratos exclusivos e os outros 25 em consórcio com outras empresas. Destaca-se também a Petro-Victory, com 34 blocos terrestres sob contrato, todos exclusivos. A Shell Brasil tinha 29 blocos marítimos sob contrato de exploração, dos quais sete exclusivos. A Eneva possuía o contrato de exploração de 24 blocos terrestres, sendo 20 exclusivos. Finalmente, a Imetame possuía 19 blocos terrestres sob contrato, sendo dois exclusivos. Dentre as contratadas que atuam como operadoras estão: Petrobras (37 blocos), Petro-Victory (34), Shell (24), Eneva (24), Imetame (19) e Origem (18).

Ao longo de 2023, foram iniciados seis Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) e foram recebidas dez Declarações de Comercialidade referentes a contratos na fase de exploração, sendo nove efetivadas no ano de 2023 (Áreas de Desenvolvimento de Água Real, Caboclinho Branco, Espadim, Manjuba, Muriqui, Raia Manta, Raia Pintada, Tucano Grande e Tucano Grande Sul) e uma outra cuja efetivação ainda dependia da aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descoberta pela ANP no final de 2023 (Área de Desenvolvimento de Batuíra). Foram seis Declarações de Comercialidade em ambiente terrestre e quatro em ambiente marítimo. Em 2023, a fase de exploração foi encerrada para 48 blocos, 46 sob o regime de concessão e dois sob o regime de partilha da produção. Desse total, 42 eram blocos sob contrato em ambiente marítimo e seis em ambiente terrestre.

Dos 47 campos na etapa de desenvolvimento, 26 eram marítimos e 21 terrestres. Desse total, 12 campos estavam sob contrato exclusivo da Petrobras e outros quatro em consórcio com outras empresas em diferentes bacias. A Eneva possuía o contrato exclusivo de quatro campos terrestres na bacia do Parnaíba. A Imetame tinha o contrato exclusivo de dois campos terrestres nas bacias do Espírito Santo e Recôncavo e dois campos em consórcio na bacia Tucano Sul. A Equinor Brasil tinha quatro contratos em consórcio com outras empresas nas bacias de Campos e Santos. A Petrogal possuía quatro contratos em consórcio com outras empresas na bacia de Santos. A IBV Brasil possuía três campos em consórcio nas bacias de Campos e Sergipe. As empresas Brasil Refinarias, Capixaba Energia, Creative Energy e Karoon também tinham dois contratos exclusivos nas bacias do Espírito Santo, Recôncavo e Santos. A Energy Paranã, ExxonMobil Brasil, Repsol Sinopec, Shell Brasil e TotalEnergies possuíam dois contratos em consórcio nas bacias de Campos, Santos e Tucano Sul. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não, são: 3R Petroleum Offshore, Águila, Andorinha Petróleo, BW Maromba, Centro Oeste, Níon Energia, ONGC Campos, Origem, Perícia, Petro Rio Jaguar, Petro-Victory, Recôncavo Energia e Ubuntu Engenharia possuíam contratos, consorciados ou não, nas bacias Campos, Espírito Santo, Potiguar, Sergipe e Tucano Sul.

Com relação aos 304 campos em fase de produção – dos quais 76 em mar e 228 em terra – a Petrobras era a única contratada em 50 e operadora do consórcio de outros 17 campos. Além disso, a Potiguar E&P era a única contratada de 27 campos terrestres e tinha participação em outros quatro, todos na Bacia Potiguar. A PetroRecôncavo Brasil possuía 100% dos contratos de 11 campos na Bacia do Recôncavo. A 3R Bahia era a única contratada de 9 campos terrestres e tinha participação em um, todos na Bacia Potiguar. A Trident Energy possuía 100% dos contratos de 10 campos na Bacia do Campos. A Seacrest SPE Cricaré possuía 100% dos contratos de 10 campos na Bacia do Espírito Santo.

Em 2023, foram declarados comerciais os campos de Águia Real e Batuira, operados pela Capixaba Energia; Espadim e Manjuba, operados pela Petrobras; Piaçabuçu, operado pela Perícia; Lagoa Parda Sul, Tucano Grande e Tucano Grande Sul, operados pela Imetame; Raia Manta e Raia Pintada, operados pela Equinor Energy; Camaçari e Rio Joanes, operados pela Creative Energy; e Fazenda Sori, operado pela Brasil Refinarias. Em 2023, iniciaram a produção os campos terrestres de Araçás Leste, operado pela Brasil Refinarias; Cardeal Amarelo, operado pela Recôncavo Energia; e Gavião Tesoura, operado pela Eneva.

Foi iniciada produção das unidades marítimas FPSO Almirante Barroso, que recebe produção dos campos de Itapu e Itapu ECO; FPSO Anna Nery, que recebe produção dos campos de Marlim e Marlim Sul; FPSO Anita Garibaldi, que recebe produção dos campos de Espadim, Marlim, Marlim Sul e Voador; e FPSO Sepetiba que recebe produção dos campos de Mero e AnC_Mero.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Atividades Exploratórias e Explotórias

O conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras é fundamental para a expansão contínua da atividade exploratória da indústria do petróleo. A União, proprietária exclusiva das riquezas minerais do subsolo, ganha com a ampliação do potencial petrolífero, que gera emprego e renda, fortalece a economia nacional, impulsiona as economias locais e garante receitas. Por isso, a promoção de estudos geológicos é uma das atribuições legais da ANP.

A atividade exploratória inclui a aquisição de dados por meio de pesquisas nas bacias sedimentares realizadas tanto por concessionários quanto por empresas de aquisição de dados (EAD). Além destes, há os dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP, seja por meio de empresa contratada ou instituição conveniada e aqueles obtidos por instituição acadêmica. Esses dados podem ser sísmicos – adquiridos com a utilização de métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas – ou não sísmicos, também chamados potenciais, tais como os obtidos por métodos gravimétricos e magnetométricos.

Dados exclusivos são aqueles adquiridos por concessionários nos limites de sua área de concessão, por intermédio de EAD ou por meios próprios. E dados não exclusivos são os obtidos por EAD em área que seja ou não objeto de contrato de concessão, mediante autorização da ANP.

Em 2023, houve aquisição de 4.939 quilômetros de dados sísmicos 2D exclusivos; não houve aquisição de dados não exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 892 km² em dados exclusivos, com decréscimo de 76,6% com relação a 2022, e de 24,9 mil km² de dados não exclusivos, resultando em uma alta de 11,1%.

No que se refere aos métodos potenciais, em relação aos dados exclusivos, houve aquisição de 23.234 km tanto de gravimetria quanto na magnetometria, e 804 km² tanto na gravimetria quanto na magnetometria. Em relação aos dados não exclusivos, adquiriram-se 23.110 km na gravimetria; 23.090 km na magnetometria; e 11.257 km² tanto na gravimetria quanto na magnetometria. A gravimetria usa informações do campo de gravidade terrestre para investigar a distribuição de densidades no subsolo. A partir de medidas da aceleração é possível verificar, por métodos de modelagem direta ou inversão geofísica, a distribuição de densidades que explique o acúmulo de hidrocarbonetos. Já a magnetometria é uma técnica que utiliza a informação do campo magnético terrestre para a investigação das estruturas em subsuperfície. Ela é importante na determinação de parâmetros regionais de profundidade média de fontes magnéticas para modelagem de bacias sedimentares. Com relação aos dados de fomento, não houve aquisição em 2023.

Tabela 2.1

Em 2023, foram perfurados 217 poços, sendo 129 em terra (59,4% do total, com aumento de 12,2% em relação ao ano anterior) e 88 no mar (quantidade 27,5% superior à apurada em 2022). O número total de poços perfurados registrou aumento de 17,9% em comparação a 2022. A maioria eram explotórias: 187, correspondendo a 86,2% do total. Foram perfurados ainda 24 poços exploratórios (11,1% do total) e seis poços especiais. Em 2023, foram realizadas cinco descobertas em mar e 14 em terra (ver nota 2 da Tabela 2.2).

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No fim de 2023, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 27,5 bilhões de barris, volume 2,3% maior do que em 2022, sendo 708,7 milhões em terra e 26,8 bilhões em mar. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 15,9 bilhões de barris, com alta de 7% em relação a 2022, das quais 502,9 milhões de barris em terra e 15,4 bilhões em mar.

As reservas provadas são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estimam recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos locais instituídos pela legislação petrolífera e tributária. Já as reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Dentre os estados com maiores volumes de reservas provadas de petróleo encontram-se Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo, que representam, respectivamente, 85,8%, 6,9% e 4,3% das reservas. No Rio de Janeiro, o volume de reservas provadas teve aumento de 9,4%, totalizando 13,6 bilhões de barris. Já em São Paulo, houve nova queda (3,8%) no volume de reservas, que ficou em 1,1 bilhão de barris. No Espírito Santo, foram registradas quedas de 13,5% em terra e de 8,3% em mar, totalizando 37,3 milhões e 639,2 milhões de barris, respectivamente.

Tabela 1.1

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

As reservas totais de gás natural também aumentaram – em 19,9%, na comparação anual – e somaram 704,7 bilhões de m³ em 2023. Por sua vez, as reservas provadas de gás natural aumentaram 27,2% em 2023, totalizando 517,1 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram aumento de 1,6%, atingindo 100,6 bilhões de m³. Da mesma maneira, as reservas em mar aumentaram 35,5%, totalizando 416,5 bilhões de m³. Dentre os estados, o destaque é o Rio de Janeiro, cujas reservas provadas de gás natural alcançaram 372,3 bilhões de m³, 72% do total das reservas nacionais em 2023, com acréscimo de 45,9%.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2023, a produção nacional de petróleo apresentou alta de 12,6% na comparação anual, atingindo pouco mais de 1,2 bilhão de barris (média de 3,4 milhões de barris por dia).

A produção de petróleo no pré-sal passou de 840,6 milhões de barris em 2022 para 949 milhões de barris em 2023, alcançando, na média, a marca de 2,6 milhões de barris/dia no ano. O pré-sal representou 76,4% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 97,7% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção no País, sendo responsável por 85,6% da produção total, com média de 2,9 milhões de barris/dia em 2023.

O estado de São Paulo foi o segundo maior produtor nacional, com 248,2 mil barris/dia de produção média em 2023, registrando queda de 3,1%. O estado do Espírito Santo foi o terceiro maior produtor, com média de 169,8 mil barris/dia, depois de aumentos de 23,5% em sua produção em mar e 18% em terra.

Em 2023, havia 7.856 poços produtores de petróleo e gás natural no Brasil, dos quais 7.258 em terra e 598 no mar. Houve um aumento de 5,2% em relação a 2022.

Em 2023, foram produzidas no Brasil 76 correntes de petróleo com densidade média de 27,4 graus API e teor de enxofre de 0,4% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo aumentou de 12,6 anos, em 2022, para 13,5 anos, em 2023, em função do expressivo crescimento das reservas provadas.

O Brasil ficou na 9ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo, em 2023.

A produção de líquido de gás natural (LGN) foi de 29,2 milhões de barris, 12,8% menor que a de 2022. O estado de São Paulo se manteve, pelo oitavo ano consecutivo, como o maior produtor nacional, com 14,9 milhões de barris, apesar de registrar queda de 22,5%. O estado do Amazonas ainda se manteve como o segundo maior estado produtor, com 5,1 milhões de barris, registrando queda de 0,2% em relação ao ano anterior. Os dois maiores estados produtores representaram 68,3% da produção nacional em 2023. Os estados do Espírito Santo e do Rio de Janeiro, com 3,4 e 4,9 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2023, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 63,9% e 66,6% de participação no total, respectivamente. Em relação ao ano anterior, a Petrobras produziu mais petróleo e gás natural. Como operadora, a produção da Petrobras representou 88,2% do total nacional de petróleo e 91,9% do total de gás natural.

Tabela 2.7

Tabela 2.8

Tabela 2.9

Tabela 2.10

Tabela 2.11

Tabela 2.12

Gráfico 2.5

Gráfico 2.6

Gráfico 2.7

A produção de gás natural manteve crescimento pelo 13º ano consecutivo, com aumento de 8,6%, totalizando 54,7 bilhões de m³ em 2023. Na década 2014-2023, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,2% ao ano e acumulado de 71,4%.

De campos em mar vieram 85,8% do gás natural produzido no País, totalizando 46,9 bilhões de m³, aumento anual de 9,2%. Já a produção em terra chegou a 7,8 bilhões de m³, registrando alta de 5,2%.

Com relação à produção de gás natural em mar, o estado do Rio de Janeiro foi o que mais produziu em 2023: 39,6 bilhões, com alta de 13,7%, o equivalente a 72,3% da produção nacional total ou 84,4% da produção total em mar. O estado do Amazonas foi segundo maior produtor nacional e o maior produtor em terra (67% do total produzido em terra), após alta de 2,9%, produzindo pouco mais de 5,2 bilhões de m³ em 2023 ou 9,54% do total nacional. O estado de São Paulo foi o terceiro maior produtor nacional, com 9,4% do total (11% do total produzido em mar), atingindo 5,1 bilhões de m³.

A produção no pré-sal teve crescimento de 13,4% em 2023, atingindo 40,9 bilhões de m³, representando 74,7% da produção total.

A relação reserva/produção (R/P) de gás natural aumentou de 8,1 anos, em 2022, para 9,5 anos, em 2023.

Em 2023, o Brasil estava na 32ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, foram descontados da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção, no intuito de possibilitar a comparação com os dados mundiais publicados pelo *Energy Institute* (vide Tabela 1.7).

Tabela 2.13

Gráfico 2.7

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2023, o gás associado representou 89,4% – ou 48,9 bilhões de m³, volume de produção 10,7% maior em relação a 2022. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 39,5 bilhões de m³ (80,8% do total de gás associado produzido, registrando alta de 13,7%).

A produção de gás não associado alcançou quase 5,8 bilhões de m³ em 2023, representando nova queda anual de 6,1%. Amazonas, São Paulo e Bahia foram os estados com maior produção deste tipo de gás: respectivamente 1,8 bilhão de m³ (30,5% do total de gás não associado, alta de 6,6%), 1,4 bilhão (24,9% do total de gás não associado, queda de 19,3%) e 1,2 bilhão de m³ (19,8% do total de gás não associado, queda de 18,4%).

Em 2023, 2,6% da produção total foi queimada ou perdida, e 52,6%, reinjetada. Em comparação a 2022, o volume de queimas e perdas teve aumento de 11% e o de reinjeção cresceu 15,2%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 44,8% em 2023.

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

2.5. Ações de Fiscalização e Comunicação de Incidentes nas Atividades de Exploração e Produção

A fiscalização de segurança operacional das atividades de exploração e produção (E&P) no Brasil possui caráter preventivo e é executada por meio de auditorias que avaliam – de acordo com o procedimento da Resolução ANP nº 851/2022 – a eficácia do sistema de gestão da segurança operacional com base nos respectivos regulamentos técnicos afetos às instalações e ambientes nos quais se inserem.

Em 2023, foram realizadas 39 ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P (33 *offshore* e 6 *onshore*). Como resultado dessas ações, houve 90 autuações e 3 interdições. Após a pandemia de Covid-19, as auditorias voltaram a ser realizadas *in loco*. Os desvios em relação aos requisitos dos regulamentos técnicos são registrados como não conformidades, podendo resultar em autuações ou interdições. Não conformidades críticas são lavradas devido a situações de risco grave e iminente e resultam na interdição total ou parcial da instalação ou unidade operacional auditada.

A comunicação à ANP de incidentes ocorridos em instalações de operadores de contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural deve ser feita de acordo com a Resolução ANP nº 882/2023. Em 2023, foram comunicados 2.418 incidentes, sendo 128 graves, 307 moderados e 1.983 leves.

A investigação de incidentes realizada pela ANP tem o intuito de esclarecer o(s) fator(es) causal(is) e a(s) causa(s) raiz(es) do incidente; avaliar as medidas mitigadoras adotadas pelo agente regulado e apresentar recomendações, quando necessário; apresentar ações complementares a serem tomadas tanto pelo agente regulado quanto pela ANP para evitar a recorrência do incidente e/ou aprimorar a segurança operacional; verificar a aderência das operações à regulamentação aplicável; tornar públicas as informações relacionadas ao incidente e os resultados da investigação realizada pela Agência, quando esta julgar que tal informação possa contribuir para o incremento da segurança operacional de outros agentes regulados, ressalvadas as informações classificadas como reservadas, de acordo com a legislação aplicável.

Tabela 2.17

Tabela 2.18

2.6. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) estabeleceu as participações governamentais a serem pagas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Destes quatro, somente os royalties já existiam antes da Lei nº 9.478/1997, porém em percentual inferior.

Os royalties são uma compensação financeira devida à União, aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro: uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis. Os royalties incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas contratadas até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção.

Em 2023, foram arrecadados R\$ 53,6 bilhões em royalties, valor 9,3% abaixo do registrado em 2022. Desse montante, 26,8% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,8% aos municípios produtores ou confrontantes; 30,5% à União, divididos entre Comando da Marinha (2,8%), Ministério da Ciência e Tecnologia (2%), Fundo Social (9,3%) e 16,3% à Educação e Saúde. Outros 8,4% foram destinados ao Fundo Especial dos estados e municípios. Ao estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 47,6% do total arrecadado no País a título de royalties.

Tabela 2.19

A participação especial é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção.

Para apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, alíquotas progressivas – que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada – são aplicadas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do artigo 50 da Lei nº 9.478/1997 (royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos).

A destinação dos recursos da participação especial é realizada em função de quatro tipos de distribuições existentes na legislação:

(1) Para recursos provenientes de campos terrestres, 50% são repassados à União, 40% aos estados produtores e 10% aos municípios produtores, conforme determinado pelo artigo 50 da Lei 9.478/97;

(2) Para recursos provenientes de campos com declaração de comercialidade anterior a 3 de dezembro de 2012, produção realizada pré-sal e localizados na área definida pelo inciso IV do artigo 2º da Lei 12.351/10 (DARF 3037), 50% destes recursos são destinados ao Fundo Social previsto na mesma lei, 40% aos estados confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e 10% aos municípios confrontantes;

(3) Para recursos provenientes de campos marítimos, exceto pré-sal, e cujas declarações de comercialidade tenham ocorrido antes de 3 de dezembro de 2012, 50% são repassados à União, 40% aos estados confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e 10% aos municípios confrontantes, conforme determinado no artigo 50 da Lei 9.478/97; e

(4) Para recursos provenientes de campos marítimos com declaração de comercialidade posterior a 3 de dezembro de 2012 (DARF 3990), 50% são repassados à União, 40% aos estados confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e 10% aos municípios confrontantes, conforme determinado pela Lei 12.858/13.

Em 2023, a distribuição da participação especial foi 28,7% inferior à de 2022, atingindo R\$ 41,9 bilhões. Desse valor, conforme definido pela lei, R\$ 15,6 bilhões foram destinados aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 3,7 bilhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 1,1 bilhão ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 280,9 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 17,5 bilhões ao Fundo Social. Além disso, R\$ 425,6 milhões foram destinados à Educação e R\$ 141,8 milhões à Saúde.

Os principais estados beneficiários das participações especiais foram: Rio de Janeiro (R\$ 13,3 bilhões – 31,6% do valor total e 85,2% do total destinado aos estados); São Paulo (R\$ 1,6 bilhão – 3,8% do valor total e 10,3% do valor destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 647,8 milhões – 1,5% do valor total e 4,2% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá/RJ (R\$ 1,6 bilhão); Niterói/RJ (R\$ 1,3 bilhão); Rio de Janeiro/RJ (R\$ 244 milhões) e Ilhabela/SP (R\$ 200,5 milhões).

Tabela 2.20

Gráfico 2.10

Em 2023, o pagamento pela ocupação ou retenção de 685 áreas totalizou R\$ 457,5 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 256 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 24,4% do pagamento e 53 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 2,6% do valor pago. Outros 359 encontravam-se na etapa de produção, correspondendo a 71,9% do pagamento total, e 17 campos devolvidos foram responsáveis por 1,1% do total.

Tabela 2.21

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabelece o pagamento, pelos concessionários, de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzido aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção. Em 2023, este pagamento somou R\$ 138,8 milhões, 21,3% inferior ao registrado no ano anterior. O montante foi distribuído a 2.249 proprietários cadastrados em nove estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança. O estado do Rio Grande do Norte tem o maior número de proprietários, 1.463, cujos pagamentos corresponderam à soma de 43 milhões, ou 31% do total pago.

Tabela 2.22

Gráfico 2.11

2.7. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e Formação de Recursos Humanos

A Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) estabelece como atribuição da ANP o estímulo à pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento. Para tanto, a partir de 1998, a ANP incluiu nos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural uma Cláusula de investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Esta cláusula estabelece para as empresas petrolíferas contratadas a obrigação de aplicar recursos em atividades qualificadas como PD&I, em montante que varia de 0,5% a 1% da receita bruta de produção, conforme disposições específicas de cada modalidade de contrato (concessão, partilha de produção ou cessão onerosa).

Entre 2014 e 2023, o valor total da obrigação de investimentos em PD&I foi de R\$ 21,5 bilhões. Em 2023, esse montante foi de R\$ 3,8 bilhões, valor 12,1% menor em relação a 2022, sendo 67,2% do total (R\$ 2,6 bilhões) correspondente à Petrobras. Por campo, Tupi gerou 31,6% (R\$ 1,2 bilhão) do total arrecado das obrigações de investimentos em PD&I.

Ainda no contexto das atribuições previstas na Lei do Petróleo e com vistas a contribuir de forma efetiva com as políticas de apoio ao desenvolvimento econômico, a ANP implementou, em 1999, um programa para incentivar a formação de mão de obra especializada, em resposta à expansão da indústria do petróleo e do gás natural verificada a partir de 1997.

Esta iniciativa, denominada Programa de Formação de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), teve sua primeira fase entre os anos de 1999 e 2018, tendo obtido resultados relevantes no espectro de seus objetivos, que foram: a formação de mão de obra especializada para inserção no mercado de trabalho e o desenvolvimento de novas pesquisas para o setor regulado pela ANP.

Na primeira fase, os recursos financeiros, prioritariamente oriundos do Tesouro Nacional, por meio do CTPetro, sofreram drástica redução no ano de 2014, quando o PRH-ANP passou a subsistir apenas com os recursos remanescentes de anos anteriores e de aportes com base na Cláusula de PD&I. Como resultado dessa escassez de aportes financeiros no PRH-ANP, o Programa permaneceu ativo até a conclusão dos bolsistas ativos, sendo encerrado em 2018.

A segunda fase do PRH-ANP teve início em 2019, com a seleção de 55 programas, quantidade idêntica à existente ao final da sua primeira fase. Nesta fase, os recursos financeiros são baseados em aportes oriundos da Cláusula de PD&I, constante dos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

De 2014 a 2023, foram investidos R\$ 348,8 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2023, foram investidos R\$ 158 milhões no PRH-ANP/MCT Nível Superior.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Tabela 2.25

Gráfico 2.12

2.8. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto nº 2.705/1998, conhecido como “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção para fins de cálculo de royalties e participação especial.

O Preço de Referência do Petróleo (PRP), adotado para cálculo das participações governamentais, é calculado pela ANP, mensalmente, tendo como base as médias mensais das cotações do petróleo referência (tipo Brent) e de derivados (leves, médios e pesados), ao qual se incorpora um diferencial de qualidade em função das características físico-químicas de cada corrente. Os valores apurados pela ANP são divulgados em reais por metro cúbico (R\$/m³).

Já o Preço de Referência do Gás Natural (PRGN), adotado para cálculo das participações governamentais, é calculado pela ANP, mensalmente, para cada campo, pelo somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural que, após seu processamento, podem ser obtidas como condensado de gás natural (VCGN), gás liquefeito de petróleo (VGLP) e gás processado (VGP), pelos correspondentes preços (PCGN, PGLP e VGP). Sua unidade de medida é reais por metro cúbico (R\$/m³).

Em 2023, o preço médio de referência do petróleo em reais foi de R\$ 376,79/barril e registrou queda de 18,9% em comparação a 2022. Em dólares, também houve diminuição, de 16,3%, e o preço ficou cotado a US\$ 74,55/barril. Já o preço de referência do gás natural em reais foi de R\$ 892,13/mil m³, com queda de 40,2% em relação a 2022. Em dólares, o preço fixou-se em US\$ 176,50/mil m³, com queda de 38,2% comparado ao ano anterior.

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Refino e Processamento

2.9. Refino de Petróleo

Em 2023, o parque de refino brasileiro contava com 18 refinarias de petróleo, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris/dia, além de uma unidade de processamento de xisto com capacidade para processar 6.120 t/dia (vide nota específica nº 3 da Tabela 2.28). A capacidade de refino medida em barris/dia-calendário foi de 2,3 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias no ano foi de 87%.

Onze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 78,5% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 434 mil barris/dia ou 17,9% do total nacional. Manguinhos (RJ), Refmat (BA), Riograndense (RS), Univen (SP), Dax Oil (BA), Ssoil (SP) e Ream (AM) são refinarias privadas.

Em 2023, foi processada uma carga de 2 milhões de barris/dia pelo parque de refino nacional, sendo 97,9% de petróleo (nacional e importado) e 2,1% de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um crescimento de 68,7 mil barris/dia (equivalente a 3,5%) no volume de petróleo processado em relação a 2022. O processamento de petróleo nacional teve nova alta de 2,9%, alcançando pouco mais de 1,7 milhão de barris/dia, e correspondeu a 86% do volume total processado. Já o processamento de petróleo importado registrou aumento de 12,9% em comparação a 2022, chegando a 238,6 mil barris/dia e 11,9% do volume total processado.

Tabela 2.28

Tabela 2.29

Tabela 2.30

Gráfico 2.13

Gráfico 2.14

A Replan (SP) foi responsável pelo maior volume de carga processada no País: 401,6 mil barris/dia (20% do total). Em seguida vieram Refmat (BA), com 12,8% do volume de carga processada; Revap (SP), com 11,8%; e Reduc (RJ), com 11,2%.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (20% do total), enquanto a Reduc (RJ) foi responsável por processar 37,9% de todo o petróleo importado. A Rnest (PE) foi a que processou maior volume de outras cargas (22,6%).

Tabela 2.31

Gráfico 2.15

Em 2023, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6 milhões de m³ de petróleo e 11,3 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentravam, juntas, 57,6% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (3,5 milhões de m³). Dessa capacidade, 1,9 milhão de m³ (31,5% do total nacional) se localizava no estado de São Paulo e 1,1 milhão de m³ (18,8% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento de petróleo eram Reduc (RJ), Replan (SP) e Rnest (PE), com aproximadamente 943,4 mil m³ (15,6% do total), 876,8 mil m³ (14,5% do total) e 803,2 mil m³ (13,2% do total), respectivamente.

Em 2023, o Sudeste também era a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com pouco menos de 7,2 milhões de m³ (63,7% do total), dos quais 4,6 milhões de m³ (40,4%) no estado de São Paulo e 1,9 milhões de m³ (17,1%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento era a Replan (2 milhões de m³; 17,5%), seguida da Reduc (1,9 milhão de m³; 16,6%) e da Revap (1,2 milhão de m³; 16,6%), todas da Região Sudeste.

Tabela 2.32

2.10. Processamento de Gás Natural

Em 2023, o gás natural foi processado em 12 polos produtores, que, juntos, somavam 98,8 milhões de m³/dia de capacidade nominal. A capacidade de processamento diminuiu 3,8% em relação a 2022.

O volume total processado no ano foi de 20,1 bilhões de m³ (55,2 milhões de m³/dia), correspondente a 55,8% da capacidade total instalada. Na comparação com 2022, o processamento de gás natural registrou alta de 2,9%.

Os polos de Cabiúnas (Rio de Janeiro), Caraguatatuba (São Paulo), Urucu (Amazonas) e Cacimbas (ES) foram responsáveis por 87,8% do volume total de gás natural processado.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram pouco menos de 3,2 milhões de m³ de GLP; 982,3 mil m³ de C₅⁺ (gasolina natural); 313,5 milhões de m³ de etano; 651 mil m³ de propano; 133,1 mil m³ de LGN e 18,1 bilhões de m³ de gás seco. Reduc foi responsável por 100% da produção de etano e quase 100% de propano. Os polos de Reduc e Caraguatatuba foram os que mais produziram GLP (25,3% e 22% do total, respectivamente). Os maiores produtores de C₅⁺, foram Caraguatatuba e Reduc (28,4% e 24,5%, respectivamente). Por fim, os maiores produtores de gás seco foram os polos de Cabiúnas e Caraguatatuba, com 36,5% e 23%, respectivamente.

Tabela 2.33

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Tabela 2.36

Gráfico 2.16

Cartograma 2.1

2.11. Produção de Derivados de Petróleo

Em 2023, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de cerca de 128,8 milhões de m³, 4,2% superior à de 2022.

Esse valor não inclui o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso. Portanto, para se obter o volume total de derivados produzidos no País, deve-se somar os dados apresentados neste tema àqueles constantes na Tabela 2.48 (Capítulo 2.13 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos corresponderam a 87,4% do total produzido, com 112,5 milhões de m³, após novo aumento de 4,7% em relação a 2022. A produção dos não energéticos foi de 16,3 milhões de m³, após uma alta de 1,1% em comparação ao ano anterior.

Dentre os derivados energéticos, houve variação na produção de gasolina A (+7%), gasolina de aviação (-28,4%), GLP (+6,6%), óleo combustível (+0,5%), óleo diesel (+3,8%), QAV (+12%) e querosene iluminante (-18,4%). Em 2023, novamente não houve produção de outros derivados energéticos.

No que se refere aos derivados não energéticos, houve alta na produção dos seguintes produtos: solvente (+24,1%), asfaltos (+10,9%) e coque (+1,2%). Por outro lado, houve queda na produção dos produtos a seguir: outros derivados não energéticos (-1,2%), parafina (-2%), nafta (-2,4%) e óleo lubrificante (-10,9%).

Tabela 2.37

Tabela 2.38

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

As refinarias foram responsáveis pela produção de 124,2 milhões de m³ de derivados de petróleo ou 96,4% do total, sendo o restante dividido entre centrais petroquímicas (1,5 milhão de m³, 1,1% do total), UPGNs (2,3 milhões de m³, 1,8% do total) e outros produtores (841,9 mil m³, 0,7% do total).

As refinarias que se localizam na Região Sudeste responderam por 62,2% (77,2 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 42,1% (52,2 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) foi a refinaria que produziu o maior volume de derivados de petróleo: 24,6 milhões de m³, o equivalente a 19,8% da produção das refinarias. Destacou-se na produção de derivados energéticos, sendo a refinaria que mais produziu óleo diesel (22,9% do total deste produto), gasolina A (21% do total deste produto) e GLP (20,7% do total deste produto). Também foi a refinaria que mais produziu o não energético coque (31% do total deste produto).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (36,3% do total). A RPBC (SP) liderou a produção de solvente (33,3% do total) e foi a única refinaria a produzir gasolina de aviação. A Refmat (BA) liderou a produção nacional de parafina (77,1% do total produzido), de querosene iluminante (70,8% do total deste derivado) e óleo combustível (27% do total produzido). A Regap (MG) foi a maior produtora de asfalto (24,8% do total produzido). Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (20,1% do total geral), destacou-se na produção de óleo lubrificante (82,3% do total produzido), de outros derivados não energéticos (31,6%), e de nafta (25,8% do total produzido).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção de combustíveis atingiu pouco menos de 1,5 milhão de m³, registrando queda de 5,1% em relação a 2022. A maior parte da produção das centrais foi de gasolina A (86,7%; queda de 5,7%) e de GLP (queda de 1,2%).

Tabela 2.39

Tabela 2.40

2.12. Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível são publicados no **Anuário Estatístico** desde a edição de 2003, em substituição às séries de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo. A partir da abertura do mercado nacional de derivados, em janeiro de 2002, os preços de realização e faturamento deixaram de existir e os preços passaram a flutuar de acordo com as condições econômicas do mercado nacional.

Vale ressaltar que, nos preços dos produtores e importadores publicados neste capítulo, estão incluídas as parcelas relativas à Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), instituída pela Lei nº 10.336/2001; aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep); e ao financiamento da Seguridade Social (Cofins), conforme a Lei nº 9.990/2000. Não estão computados os valores do ICMS, que dependem de legislação de cada Unidade da Federação.

Os preços divulgados neste capítulo são reportados semanalmente pelos produtores e importadores à ANP, que, por meio da Portaria ANP nº 297/2001, instituiu a obrigatoriedade da apresentação das informações relativas à comercialização de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível. Esses valores são frequentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no portal da ANP na internet.

No ano de 2023, os preços médios ponderados, em reais, de produtores e importadores de derivados para o Brasil apresentaram as seguintes variações em relação a 2022: gasolina A (-12,7%), óleo diesel (-24,5%); GLP (-32,7%); QAV (-19,7%); óleo combustível A1 (-14,3%), e óleo combustível B1 (-15,1%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2023.

Tabela 2.41

Tabela 2.42

Tabela 2.43

Tabela 2.44

Tabela 2.45

Tabela 2.46

Tabela 2.47

Industrialização do Xisto

2.13. Industrialização do Xisto

Este tema apresenta, de forma sintética, as atividades relacionadas ao xisto betuminoso que têm interface com a indústria nacional do petróleo. O xisto é uma rocha sedimentar rica em matéria orgânica (querogênio). Quando submetido a temperaturas elevadas, decompõe-se em óleo, água, gás e um resíduo sólido contendo carbono. Por meio de sua transformação, é possível produzir uma série de subprodutos que podem ser aproveitados pelos mais diversos segmentos industriais.

A Petrobras concluiu, em novembro de 2022, a venda da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), para a Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources). A unidade de industrialização de xisto passou a se chamar Paraná Xisto S/A.

Em 2023, o volume de xisto bruto processado foi de pouco menos de 1,2 milhão de toneladas, 18,9% inferior ao de 2022.

Da transformação do xisto, são obtidos os seguintes derivados energéticos: gás de xisto, GLP e óleo combustível. Também são produzidos nafta e outros derivados não energéticos. A nafta é vendida à Repar, onde é incorporada à produção de derivados da refinaria.

A produção de gás de xisto, em 2023, somou 29,2 mil toneladas, registrando queda de 20,9% em relação a 2022. Já o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto teve queda de 19,4%, atingindo aproximadamente 6,6 mil m³. O volume de óleo combustível diminuiu 6,4% em relação ao ano anterior, totalizando 145 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta teve queda de 12,7% atingindo 24,8 mil m³. Em 2023, não houve produção de outros derivados não energéticos.

Tabela 2.48

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

2.14. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, o Brasil dispunha de 127 terminais autorizados em 2023, sendo 67 terminais aquaviários (com 1.796 tanques) e 60 terminais terrestres (com 629 tanques), totalizando 2.425 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de cerca de 15,2 milhões de m³, dos quais 5,2 milhões de m³ (33,9% do total) destinados ao petróleo; 9,7 milhões de m³ (63,6% do total) destinados aos derivados (exceto GLP) e ao etanol; e 377,1 mil m³ (2,5% do total) destinados ao GLP.

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (10,8 milhões de m³, 70,6% do total) e o maior número de tanques autorizados (74,1% do total).

Tabela 2.49

2.15. Dutos

Em 2023, o Brasil contava com 599 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol, perfazendo 20,4 mil km. Destes, 180 dutos (14,5 mil km) eram destinados ao transporte e 419 (6 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 115 dutos, com extensão de 11,8 mil km, enquanto para os derivados eram 422 dutos, totalizando 5,9 mil km. Havia 31 dutos – totalizando 2,3 mil km – que se destinavam à movimentação de petróleo. E os 492 km restantes, compostos por outros 31 dutos, eram reservados à movimentação de etanol.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos Cartogramas 2.2 e 2.3.

Tabela 2.50

Cartograma 2.2

Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.16. Importação e Exportação de Petróleo

Em 2023, o Brasil registrou aumento de 5,7% na importação de petróleo, atingindo 106 milhões de barris, o que correspondeu a um acréscimo de 5,7 milhões de barris.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram a África e o Oriente Médio: 38,7 milhões de barris (36,6% do total; alta de 39,1%) e 23,4 milhões de barris (22,1% do total; queda de 29,8%), respectivamente. A região das Américas Central e do Sul assumiu a terceira posição no *ranking* de exportações para o Brasil, com 22,7 milhões de barris (21,5% do total, alta de 116,4%). A região da América do Norte exportou para o Brasil 18,3 milhões de m³ de petróleo, o que correspondeu a 17,3% do total, com decréscimo de 36%.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita e os Estados Unidos. Da Arábia Saudita foi importado um volume de 23,4 milhões de barris, o que equivaleu a 22,1% do total, e apesar de registrar queda de 29,7% em relação a 2022. Dos Estados Unidos, importamos 18,3 milhões de barris de petróleo, o equivalente a 17,3% do total, com queda de 36%.

O dispêndio com as importações de petróleo diminuiu 8,6%, totalizando aproximadamente US\$ 9,1 bilhões em 2023. Parte dessa redução se deveu à queda no preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 85,50, valor 13,5% menor que o registrado em 2022.

Tabela 2.51

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

Em 2023, as exportações brasileiras de petróleo aumentaram 18,5%, alcançando 581,9 milhões de barris. A receita gerada foi 0,1% maior que em 2022, fixando-se em pouco mais de US\$ 42,6 bilhões, e o preço médio do barril passou de US\$ 86,64 para US\$ 73,23, registrando queda de 15,5%.

O principal destino das exportações brasileiras de petróleo em 2023 foi a região Ásia-Pacífico, com 321,4 milhões de barris (55,2% do volume total), com alta de 20,3% em comparação a 2022. Em seguida, veio a Europa, com 136,5 milhões de barris de petróleo exportados (23,5% do volume total), e alta de 31,2% em relação a 2022. Registrou-se aumento também nas exportações para a América do Norte (+10,7%), que alcançaram 65,2 milhões de barris, correspondendo a 11,2% do volume total. As Américas Central e do Sul importaram do Brasil 56,8 milhões de barris, ou 9,8% do total, após alta de 15,4%.

Por países, a China foi o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 265,6 milhões de barris (45,7% do total). Em seguida vieram os Estados Unidos, com 65,2 milhões de barris, conforme se pode ver na tabela 2.52.

Tabela 2.52

Tabela 2.53

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.17. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2023, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil diminuiu 9,6% em relação a 2022, totalizando 34,3 milhões de m³. Da mesma forma, o dispêndio com a importação caiu 26,5%, situando-se em US\$ 19 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 65,3% do volume importado, após queda de 11,3% em relação a 2022, atingindo 22,4 milhões de m³. A importação de não energéticos teve variação negativa de 6,1%, situando-se em cerca de 11,9 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, gasolina A e GLP, representando, respectivamente, 42,3%, 11,5% e 8,4% da importação total. Dentre os não energéticos, nafta e coque se sobressaíram, com percentuais de 15,3% e 10,5% do total, respectivamente. Com exceção da nafta (-22,3%) e do coque (-1%), houve alta na importação de todos os derivados não energéticos, sendo as maiores observadas no asfalto (+117,4%), na parafina (+96,6) e no solvente (+41,8%).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente US\$ 9,7 bilhões (queda de 30,6%) e US\$ 2,6 bilhões (queda de 30,1%).

As importações de derivados de petróleo originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (34,3% do total), com destaque para os Estados Unidos; Comunidade dos Estados Independentes (26%), com destaque para a Rússia (25,9%); Europa (15,5%), com destaque para a Holanda (7,1%); Oriente Médio (9,4%); Américas Central e do Sul (8,4%); Ásia Pacífico (5%); e África (1,3%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (84,6% do total importado), lubrificante (67,4% do total importado), GLP (50,9% do total importado), gasolina A (17,6% do total importado) e nafta (37,6% do total importado). A Rússia foi o principal exportador de óleo diesel (50,4% do total importado) e de solvente (51% do total). A Holanda foi o principal exportador de outros derivados (22,4%). Por fim, o Kuwait foi o principal exportador de QAV (40,1% do total).

Tabela 2.54
Tabela 2.55

Gráfico 2.24
Gráfico 2.25
Gráfico 2.26

Em 2023, a exportação de derivados de petróleo somou 20,8 milhões de m³, registrando nova alta de 9,2% em relação a 2022. Os derivados energéticos representaram 88,7% do total exportado, com destaque para óleo combustível e QAV, representando 68,5% e 11,7% do total, respectivamente. Em seguida, veio a gasolina A, correspondendo a 6,9% do que foi exportado. Apesar da alta no volume de exportações, a receita total diminuiu 12,5% e somou US\$ 12 bilhões.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a região Ásia-Pacífico, com 53,4% do total. Em seguida, as regiões das Américas Central e do Sul, Europa, América do Norte, África e Oriente Médio, que importaram, respectivamente, 13,4%, 13,1%, 11,8%, 6,6% e 1,7% do total. Em 2023, praticamente não houve exportações de derivados de petróleo para a região da Comunidade dos Estados Independentes, como se pode ver na tabela 2.56.

Por países, Singapura e Estados Unidos foram os maiores importadores de derivados do Brasil, com 9,4 milhões de m³ (45,3% do total exportado) e 2,3 milhões de m³ (10,9% do total), respectivamente. O derivado que o Brasil mais exportou para Singapura foi óleo combustível (63,7% do total exportado deste derivado), enquanto as exportações para os Estados Unidos se concentraram em gasolina A (82,6% do total exportado deste derivado), solventes (73,4% do total exportado deste derivado) e outros derivados (18,8% do total exportado destes derivados). O Paraguai foi o principal importador de óleo lubrificante brasileiro (26,9% do total exportado deste derivado). A China foi a maior importadora de coque (51,2% do total exportado deste derivado). A África do Sul liderou nas exportações de óleo diesel, com 33,4% do total exportado deste derivado. Já as exportações de GLP se concentraram nos outros países das Américas Central e do Sul (vide nota nº 2 da Tabela 2.56), os quais, juntos, importaram 100% deste derivado.

Tabela 2.56
Tabela 2.57
Tabela 2.58

Gráfico 2.27
Gráfico 2.28

Cartograma 2.5

2.18. Superávit Externo de Petróleo e seus Derivados

Em 2023, o Brasil manteve o superávit no comércio internacional de petróleo e derivados, já alcançado em 2015, pois a exportação líquida de petróleo, em volume, superou a importação líquida de derivados, como pode ser visto na tabela 2.59.

Tabela 2.59

Gráfico 2.29

2.19. Importação e Exportação de Gás Natural

Em 2023, as importações brasileiras de gás natural diminuíram 28% em comparação a 2022, totalizando quase 6,5 bilhões de m³. Desse volume, 841 milhões de m³ (14,9% do total) corresponderam a importações de gás natural liquefeito (GNL) e 5,6 bilhões de m³ a importações de gás natural da Bolívia.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de quase US\$ 1,4 bilhão, o que representou uma queda de 17,5% em relação a 2022, seguindo a tendência de queda do volume de importação. Isso porque o valor médio do gás natural diminuiu 6,4% em 2023, fixando-se em US\$ 242,25/mil m³. Por sua vez, o dispêndio com GNL registrou queda brusca de 87,9%, fixando-se em US\$ 383,64 milhões. Os países fornecedores de GNL para o Brasil foram Estados Unidos (78,9%), China (7,1%), Espanha (6,8%), Argélia (4,4%) e Trinidad e Tobago (2,8%).

Em 2023, as exportações brasileiras de GNL foram de 103 milhões de m³, valor bem maior do que o exportado no ano anterior, conforme se pode ver na Tabela 2.62. Os países que importaram GNL do Brasil foram o Qatar (69,9%) e Colômbia (27,3%).

A receita com a exportação de GNL foi de quase US\$ 45,8 milhões, valor 1.193,6% maior do que o registrado em 2022. Apesar disso, houve queda de 43,5% no valor médio registrado em 2023, que chegou a US\$ 444,36/mil m³.

Tabela 2.60

Tabela 2.61

Tabela 2.62

Tabela 2.63