

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 Concessão
- 2.2 Atividade Exploratória
- 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 2021 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 2021, 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 pagas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural e o sétimo capítulo apresenta as informações relativas ao volume de recursos destinados a pesquisa, desenvolvimento e 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**; e **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.

A parte de **Industrialização do Xisto** traz uma síntese, em um único capítulo, 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**; e **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 Concessão

A ANP tem como uma das principais atribuições a promoção de licitações para concessão de blocos 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 2021, 685 áreas estavam sob contratos: 246 blocos na fase de exploração, 38 campos em desenvolvimento da produção e 401 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 138 se localizavam em mar e 108 em terra. Dos 184 blocos concedidos nas Rodadas de Licitações de Blocos no Regime de Concessão, dois foram concedidos na Segunda Rodada; três na Terceira; um na Quarta; cinco na Quinta; 20 na Sexta; dez na Sétima; dez na Oitava; dois na 10ª; 44 na 11ª; oito na 12ª; 12 na 13ª; 33 na 14ª; 22 na 15ª, e 12 na 16ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Havia ainda 12 blocos sob o regime de partilha de produção: um outorgado na Primeira Rodada, um na Segunda, dois na Terceira, três na Quarta, quatro na Quinta Rodada e um na Sexta. Trinta e três blocos foram concedidos no 1º Ciclo da Oferta Permanente e os outros 17, no 2º Ciclo da Oferta Permanente.

Em 2021, dos 246 blocos exploratórios sob contrato, a Petrobras tinha participação em 76, dos quais 33 eram contratos exclusivos a essa empresa e outros 43 em parceria. Destacam-se também a ExxonMobil Brasil com 26 blocos marítimos sob contrato, dos quais três em contrato exclusivo; a Shell Brasil com 24 blocos marítimos sob contrato, dos quais quatro em contrato exclusivo; a Chevron Brasil com parceria em 11 blocos marítimos. Também merecem destaque os 24 blocos terrestres operados pela Eneva, sendo 17 na Bacia de Parnaíba; a Imetame com 18 blocos terrestres, sendo 10 na Bacia do Espírito Santo e; os 15 blocos terrestres operados pela Petro-Victory, todos situados na Bacia de Potiguar. A Tog Brasil operava 6 blocos terrestres na Bacia do Recôncavo.

Ao longo de 2021, foram iniciados três Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) aprovados pela ANP e foram recebidas 12 Declarações de Comercialidade referentes a áreas em exploração, sendo que três foram efetivadas (Gavião Belo, Tiriba e Murucututu) e outras nove, cuja efetivação dependia da aprovação dos Relatórios Finais de Avaliação de Descobertas (RFADs) pela ANP (Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Cavala, Murucututu Sul, Palombeta e Wahoo). Em 2021, foram devolvidos ainda 32 blocos, todos sob o regime de concessão.

Do total de 38 campos na etapa de desenvolvimento, 21 eram marítimos e 17 terrestres. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de nove campos e participação em três campos; a Eneva possuía 100% de cinco campos terrestres na Bacia do Parnaíba; a Imetame possuía 100% de quatro campos terrestres nas Bacias Potiguar e do Recôncavo; a Equinor Brasil possuía participações em três campos marítimos nas Bacias de Campos e Santos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não entre si e com a Petrobras, são: 3R Petroleum, 3R Ventura, Alvopetro, Barra Bonita, BW Energy, Centro Oeste, CNODC Brasil, CNOOC Petroleum, ExxonMobil Brasil, Guindastes Brasil, IBV Brasil, Karoon, Petro Rio Jaguar, Petrobras, Petrogal Brasil, Petromais, Shell Brasil Sinochem Petróleo, Slim, Total E&P do Brasil e Ubuntu Engenharia.

Com relação aos 401 campos em fase de produção, dos quais 116 em mar, 284 em terra e um em terra e mar, a Petrobras era a única contratada em 167 deles, e operadora do consórcio de outros 20 campos. Destacam-se ainda a Potiguar E&P como única contratada de 30 campos terrestres e com participação em outros quatro, todos na Bacia Potiguar, e a Seacrest com 100% dos contratos de 27 campos na Bacia do Espírito Santo.

Em 2021, no mar, foi celebrado o contrato de partilha da produção relacionado aos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa do Campo de Búzios, operado pela Petrobras. Em terra, iniciaram a produção os campos de Azulão, Gavião Belo, Gavião Branco Norte, Gavião Carijó, operados pela Eneva, Caburé Leste, operado pela Alvopetro, e o campo de Tiriba, operado pela Slim Drilling.

Foram celebrados o Acordo de Individualização da Produção (AIP) entre os campos de Tartaruga Verde e Tartaruga Verde Sudoeste, assim como o AIP entre o campo de Mero e Área Não Contratada.

Foi iniciada produção do primeiro sistema de produção definitivo, denominado FPSO Carioca (MV-30), que atenderá os campos de Sépia e Sépia Leste – operados pela Petrobras. Além do FPSO Carioca, no ano

de 2021 foi iniciada produção do FPSO Guanabara, que atende o campo de Mero – operado pela Petrobras.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Atividade Exploratória

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 2021, não houve aquisição de dados sísmicos 2D exclusivos. Por outro lado, registrou-se pouco menos de 10 mil km em dados não exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 449 km² em dados exclusivos, com queda significativa de 89% com relação a 2020, e de 22,6 mil km² de dados não exclusivos, resultando em uma queda de 46,2%.

No que se refere aos métodos potenciais, tanto por meio da gravimetria, como através da magnetometria, foram mapeados um total de 18,3 mil km de dados exclusivos, e 18,6 mil km e 12,7 mil km² de dados não exclusivos. 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 2021.

Tabela 2.1

Foram perfurados 110 poços em 2021, sendo 55 em terra (50% do total, com queda de 30,4% em relação ao ano anterior) e 55 no mar, quantidade 1,8% inferior à apurada em 2020. O número total de poços perfurados registrou diminuição de 18,5% em comparação a 2020. A maior parte dos poços perfurados foram exploratórios: 80, correspondendo a 72,7% do total. Foram realizadas seis descobertas em mar em 2021.

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No fim de 2021, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 24,3 bilhões de barris, volume 20,3% maior que em 2020. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 13,3 bilhões de barris, alta de 11,7% em relação a 2020, das quais 435,1 milhões de barris em terra e 12,9 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.

Os estados de Alagoas, Bahia e Sergipe registraram quedas em suas reservas provadas tanto em mar quanto em terra. O estado do Espírito Santo teve queda de 10,7% nas reservas de terra e alta de 27,3% nas de mar, ao passo que o estado do Rio Grande do Norte teve alta nas reservas de terra e mar, de 13,5% e 10,6%, respectivamente. Já os estados do Maranhão e do Ceará apresentaram crescimento expressivo em suas reservas em terra, de 126% e 138,6%, respectivamente. Os estados de São Paulo e Amazonas tiveram altas de 1,4% e 6,4%, respectivamente. O estado do Rio de Janeiro se manteve como o maior detentor de reservas provadas, contabilizando 81,9% do total, com alta de 13%. Todas as reservas provadas do estado do Rio de Janeiro localizam-se no mar.

Tabela 1.1

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

As reservas totais de gás natural também aumentaram, em 24,5%, na comparação anual, e somaram 562,6 bilhões de m³ em 2021. Por sua vez, as reservas provadas de gás natural aumentaram 12,5% em 2021, totalizando 381,2 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram aumento de 0,1%, atingindo 77,6 bilhões de m³. Da mesma maneira, as reservas em mar aumentaram 16,3%, totalizando 303,5 bilhões de m³.

Dentre os estados, o destaque é o Rio de Janeiro, cujas reservas provadas de gás natural alcançaram 248,7 bilhões de m³, 65,2% do total das reservas nacionais em 2021, com acréscimo de 17,4%.

Tabela 1.6

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2021, a produção nacional de petróleo apresentou queda de 1,5% na comparação anual, atingindo 1,1 bilhão de barris (média de 2,9 milhões de barris por dia).

A produção de petróleo no pré-sal passou de 746,7 milhões de barris em 2020 para 784,4 milhões de barris em 2021, alcançando, na média, a marca de 2,2 milhões de barris/dia no ano. O pré-sal representou 74% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 97% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção no País, sendo responsável por 80,6% da produção total, com média de 2,3 milhões de barris/dia em 2021.

O estado de São Paulo foi o segundo maior produtor nacional, com 271,9 mil barris/dia de produção média em 2021, registrando alta de 1%. O estado do Espírito Santo foi o terceiro maior produtor, com média de 210,6 mil barris/dia, depois de uma queda de 15,2% em sua produção em mar.

Em 2021, havia 6.954 poços produtores de petróleo e gás natural no Brasil, dos quais 6.191 em terra e 763 no mar. Houve um aumento de 7,2% em relação a 2020.

Em 2021, foram produzidas no Brasil 75 correntes de petróleo com densidade média de 27,8 graus API e teor de enxofre de 0,4% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo aumentou de 11,1 anos, em 2020, para 12,6 anos, em 2021, em função do expressivo crescimento das reservas provadas e queda da produção.

O Brasil ficou na 9ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo, em 2021.

A produção de líquido de gás natural (LGN) foi de 33,1 milhões de barris, 9,4% menor que a de 2020. Seguindo esta tendência, todos os estados registraram quedas em suas produções. O estado de São Paulo se manteve, pelo sexto ano consecutivo, como o maior produtor nacional, com 18,1 milhões de barris, depois de queda de 10,4%. O estado do Amazonas, que passou a ser o segundo maior estado produtor, atingiu 5,4 milhões de barris, com queda de 6% em relação ao ano anterior. Os dois maiores estados produtores representaram 70,8% da produção nacional em 2021. Os estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro, com 5,1 e 3,1 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2021, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 73,1% e 72,4% de participação no total, respectivamente. Em relação ao ano anterior, a Petrobras produziu menos petróleo e mais gás natural. Como operadora, a produção da Petrobras representou 93,4% do total nacional de petróleo e 91,7% do total de gás natural.

Tabela 1.2

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 12º ano consecutivo, com aumento de 4,7%, totalizando 48,8 bilhões de m³ em 2021. Na década 2012-2021, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,6% ao ano e acumulado de 89%.

De campos em mar vieram 83% do gás natural produzido no País, totalizando 40,5 bilhões de m³, aumento anual de 3,5%. Já a produção em terra cresceu 10,8%, para 8,3 bilhões de m³.

Com relação à produção de gás natural em mar, em 2021 o maior crescimento percentual se deu no estado do Maranhão, cuja produção passou de 1,4 bilhão em 2020 para 2,1 bilhões em 2021, correspondendo a uma alta de 58,6%. O estado do Rio de Janeiro foi o que mais produziu gás natural em 2021: 31,2 bilhões, com alta de 5,6%, o equivalente a 64% da produção nacional total ou 77% da produção total em mar. No estado de São Paulo, segundo maior produtor nacional, houve queda de 1,6%, produzindo pouco menos de 6,1 bilhões de m³ em 2021 ou 12,4% do total nacional.

Em terra, o estado do Amazonas – terceiro maior produtor - manteve a liderança da produção, com quase 5 bilhões de m³, praticamente a mesma registrada em 2020. Com uma produção média de 13,5 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 10,2% do volume total nacional no País e 59,8% do total produzido em terra.

A produção no pré-sal teve crescimento de 7,6% em 2021, atingindo quase 33 bilhões de m³, representando 67,5% da produção total.

Assim como no caso do petróleo, a relação reserva/produção (R/P) de gás natural aumentou de 7,3 anos, em 2020, para 7,8 anos, em 2021.

Em 2021, o Brasil estava na 30ª 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 pela BP (vide Tabela 1.7).

Tabela 1.7

Tabela 2.13

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2021, o gás associado representou 85,3% ou 41,67 bilhões de m³, cujo volume de produção em relação a 2020 subiu 5,3%. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 31,2 bilhões de m³ (74,9% do total de gás associado produzido, registrando alta de 6,6%).

A produção de gás não associado alcançou quase 7,2 bilhões de m³ em 2021, representando aumento anual de 1,5%. Maranhão, São Paulo e Bahia foram os estados com maior produção: 2,1 bilhões de m³ (29,8% do total de gás não associado, alta de 58,6%), 1,7 bilhão (23,1% do total de gás não associado, queda de 22,4) e 1,6 bilhão de m³ (21,6% do total de gás não associado, alta de 36,9%), respectivamente.

Em 2021, 2,5% da produção total foi queimada ou perdida, e 45,5%, reinjetada. Em comparação a 2020, o volume de queimas e perdas teve aumento de 0,1% e o de reinjeção cresceu 11%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 52% em 2021.

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

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

Em 2021, foram comunicados 2.666 incidentes nas atividades de exploração e produção, sendo 11 graves, 222 moderados e 2.433 leves. Já em relação às ações de fiscalização, foram realizadas 48 no total, sendo 39 offshore e 9 onshore. Em 2021, foram feitas 67 autuações e 7 interdições.

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.

Em 2021, foram arrecadados R\$ 37,8 bilhões em royalties, valor 65,7% acima do registrado em 2020. Deste montante, 27,6% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,9% aos municípios produtores ou confrontantes; 29,5% à União, divididos entre Comando da Marinha (3,5%), Ministério da Ciência e Tecnologia (2,5%), Fundo Social (13,3%) e 10,3% 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 de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 43,4% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 47,4% desse percentual.

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 tenha 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.

O recolhimento da participação especial foi 66% superior à de 2020, atingindo R\$ 39,7 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 14,8 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 3,5 bilhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 1,5 bilhão ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 364,2 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 16,6 bilhões ao Fundo Social. Além disso, em 2021, foram destinados à Educação e Saúde R\$ 100,4 e 33,5 milhões, respectivamente.

Os principais estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 11,6 bilhões – 29,2% do valor total e 78,3% do total destinado aos estados); São Paulo (R\$ 1,6 bilhão – 4,1% do valor total e 11,1% do valor destinado aos estados), e Espírito Santo (R\$ 1,5 bilhão – 3,8% do valor total e 10,1% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá/RJ (R\$ 1,3 bilhão); Niterói/RJ (R\$ 1,1 bilhão); Ilhabela/SP (R\$ 229,8 milhões); e Rio de Janeiro/RJ (R\$ 216,9 milhões).

Tabela 2.20

Gráfico 2.10

Em 2021, o pagamento pela ocupação ou retenção de 675 áreas totalizou R\$ 387,8 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 246 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 36,4% do pagamento; 45 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 6,7% do valor pago; e 384 encontravam-se na etapa de produção, correspondendo a 56,9% do pagamento 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 2021, este pagamento somou R\$ 144,6 milhões. O montante foi distribuído a 1.619 proprietários cadastrados em oito estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança. O estado do Rio Grande do Norte tem o maior número de proprietários, 816, que corresponderam a 25,6% do total arrecadado.

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 2012 e 2021, o montante de recursos gerado foi de R\$ 15,6 bilhões. Em 2021, esse montante foi de R\$ 3 bilhões, valor 105,2% maior em relação a 2020, sendo 74,5% do total (R\$ 2,3 bilhões) correspondente à Petrobras.

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, quais 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 2013, 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 serão baseados em aportes oriundos da Cláusula de PD&I, constante dos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

De 2012 a 2021, foram investidos R\$ 215,8 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2021, foram investidos R\$ 53,2 milhões no PRH-ANP/MCT Nível Superior.

Tabela 2.23

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 o cálculo das participações governamentais (royalties e outras participações) é calculado mensalmente pela ANP pela média mensal do preço do petróleo tipo Brent, ao qual se incorpora um diferencial de qualidade. Esse diferencial é calculado com base nas características físico-químicas do petróleo de cada campo comparativamente ao petróleo Brent, de acordo com o disposto no Decreto nº 2.705/1998 (Capítulo IV, artigo 7º-A), alterado pelo Decreto nº 9.042/2017.

Até o ano de 2017, o cálculo era efetuado pela Portaria ANP nº 206/2000, cuja revisão culminou na Resolução ANP nº 703/2017. Entretanto, os métodos de cálculo não foram substituídos de imediato – há um período de quatro anos de transição no qual conviverão as duas metodologias. A ponderação entre os dois métodos de cálculo se dará de acordo com o artigo 11º da Resolução ANP nº 703/2017. Em 2022, a Resolução ANP nº 703/2017 foi revogada pela Resolução ANP nº 874/2022.

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). Em 2022, a Resolução ANP nº 40/2009 foi revogada pela Resolução ANP nº 875/2022.

Em 2021, o preço médio de referência do petróleo em reais foi de R\$ 329,13/barril e registrou alta de 67,6%. Em dólares, houve aumento de 55,8%, e ficou cotado a US\$ 61,63/barril. Já o preço de referência do gás natural em reais foi de R\$ 977,16/mil m³, com alta expressiva de 104%. Em dólares, o preço fixou-se em US\$ 182,97/mil m³, com alta de 89,6%.

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Refino e Processamento

2.9. Refino de Petróleo

Em 2021, 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 7.800 t/dia. 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 79%.

Doze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 82,3% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 434 mil barris/dia ou 17,9% do total nacional. Manguinhos (RJ), Mataripe (BA), Riograndense (RS), Univen (SP), Dax Oil (BA) e Ssoil (SP) são refinarias privadas.

Em 2021, foi processada uma carga de 1,8 milhão de barris/dia pelo parque de refino nacional, sendo 1,77 milhão de barris/dia de petróleo (97,7% da carga total) e 42,4 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um crescimento de 53,1 mil barris/dia (equivalente a 3,1%) no volume de petróleo processado em relação a 2020. O petróleo nacional teve alta de 0,6%, alcançando 1,6 milhão de barris/dia ou 88,6% do total processado, ao passo que o petróleo importado registrou alta expressiva de 36,4%, chegando a 164,3 mil barris/dia ou 9% do 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: 357,9 mil barris/dia (24,5% do total). Em seguida vieram Revap (SP), com 15,9% do volume de carga processada; Mataripe (BA), com 14,1%; e Reduc (RJ), com 12,9%. A Rnest (PE), que obteve autorização para operar em 2014, processou 69,5 mil barris/dia em 2021, registrando queda de aproximadamente 31,5% em relação ao ano anterior.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (21,2% do total), enquanto a Reduc (RJ) foi responsável por processar 49,3% de todo o petróleo importado. A Refap (RS) foi a que processou maior volume de outras cargas (16,3%).

Tabela 2.31

Gráfico 2.15

Em 2021, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6,1 milhões de m³ de petróleo e 12 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentraram, juntas, 54,9% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (3,3 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 (17,9% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Reduc (RJ) e Rnest (PE), com aproximadamente 947,9 e 804,2 mil m³, respectivamente.

Em 2021, o Sudeste também foi a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,9 milhões de m³ (66% do total), dos quais 5,1 milhões de m³ (42,6%) no estado de São Paulo e 2 milhões de m³ (16,4%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento foi a Replan (2 milhões de m³, 16,5%), seguida da Reduc (1,9 milhão de m³, 15,8%) e da Revap (1,7 milhão de m³, 14,5%), todas da Região Sudeste.

Tabela 2.32

2.10. Processamento de Gás Natural

Em 2021, o gás natural foi processado em 15 polos produtores, que juntos somavam 104,7 milhões de m³/dia de capacidade nominal. A capacidade de processamento diminuiu 2,8% em relação a 2020.

O volume total processado no ano foi de 21,3 bilhões de m³ (55,5 milhões de m³/dia), correspondente a 53% da capacidade total instalada. Na comparação com 2020, o processamento de gás natural registrou queda de aproximadamente 4,6%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro; Urucu, no Amazonas; Caraguatatuba, em São Paulo; e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por 86,4% do volume total de gás natural processado, respondendo, respectivamente, por 7,9 bilhões de m³; 4,3 bilhões de m³; 4,1 bilhões de m³; e 1,2 bilhão de m³ do processamento de gás natural.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram 2,6 milhões de m³ de GLP, 988 mil de m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 225,5 milhões de m³ de etano, 818,4 mil m³ de propano, 102,4 mil m³ de LGN e 18,4 bilhões de m³ de gás seco. O destaque ainda continua sendo o polo de Reduc, que segue respondendo por 100% da produção de etano e 99,9% de propano. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP (27,5% do total), seguido do polo de Cabiúnas (23,3%). Os polos de Caraguatatuba e Cabiúnas responderam pelas maiores produções de C₅⁺ (26,1% e 24,6%, 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 2021, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 115,8 milhões de m³, 3,8 milhões de m³ superior à de 2020. Desse volume, 110,9 milhões de m³, 95,8% do total, foram produzidos em refinarias, sendo o restante dividido entre centrais petroquímicas, UPGNs e outros produtores.

Esses valores não incluem 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 87,6% do total produzido, com 101,5 milhões de m³, após um aumento de 5,6% em relação a 2020. A produção dos não energéticos foi de 14,3 milhões de m³, após uma queda de 10,3% em comparação ao ano anterior.

Dos derivados energéticos, houve variação da produção de gasolina A (+19,3%), GLP (-2,6%), óleo combustível (-1,7%), óleo diesel (+1,5%), QAV (+22,2%) e querosene iluminante (+4,7%). Em 2021, foram produzidos 55,9 mil m³ de gasolina de aviação e não houve produção de outros derivados energéticos.

No que se refere aos derivados não energéticos, houve alta na produção dos seguintes produtos: coque (0,8%), óleo lubrificante (36,7%), solvente (29,5%) e outros derivados não energéticos (4%). Por outro lado, houve queda na produção dos produtos a seguir: asfaltos (19,1%), nafta (25,4%) e parafina (22,4%).

Tabela 2.37
Tabela 2.38

Gráfico 2.17
Gráfico 2.18
Gráfico 2.19

As refinarias foram responsáveis pela produção de 110,9 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 63,3% (70,2 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 43,9% (48,6 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 22,1 milhões de m³ de derivados, o equivalente a 20% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (20,8% do total deste produto), óleo diesel (23% do total deste produto), GLP (23,1% do total deste produto) e coque (31,9% do total deste produto). Também foi destaque na produção de derivados energéticos, com um total de 19,3 milhões de m³, correspondendo a 20% do total destes derivados.

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (41,2%), enquanto a RPBC (SP) liderou a produção de solvente (34%). A Regap (MG) liderou a produção nacional de querosene iluminante (40,4% do total deste derivado) e asfalto (18,8% do total produzido). Por sua vez, a Mataripe (ex-Rlam) (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (23,1%). Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (24,6%), destacou-se na produção de nafta (33,4%), óleo lubrificante (86,1%), parafina (57,2%) e outros derivados não energéticos (34,9%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção de combustíveis atingiu mais de 1,6 milhão de m³, depois de uma alta de 16,9% em relação a 2020, sendo 87,3% da produção formada por gasolina A e 12,7% por GLP.

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 2021, em comparação com 2020, os preços médios ponderados de produtores e importadores de derivados, em reais, para o Brasil apresentaram as seguintes variações: gasolina A (+46,7%), óleo diesel (+47,9%); GLP (+52,8%); QAV (+42,3%); óleo combustível A1 (+58,8%), e óleo combustível B1 (+52,1%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2021.

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. Assim, pela sua transformação, é possível produzir uma série de subprodutos que podem ser aproveitados pelos mais diversos segmentos industriais.

A Petrobras concentra suas operações com xisto na jazida localizada em São Mateus do Sul, no estado do Paraná, onde está instalada sua Unidade de Operações de Industrialização do Xisto (SIX).

Em novembro de 2021, a Petrobras anunciou que assinou contrato com a Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources) para venda das ações da empresa que deterá a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul, no Paraná. A operação depende de aprovação do Cade e da ANP. Até o fechamento da operação, a Petrobras manterá a operação e depois vai apoiar na transição por 15 meses.

Em 2021, o volume de xisto bruto processado foi de 1,3 milhão de toneladas, valor 15,8% inferior ao de 2020.

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

A produção de gás de xisto, em 2021, somou 30 mil toneladas, registrando alta expressiva de 199,9% em relação a 2020. Já o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto teve queda de 39,2%, atingindo 8,8 mil m³. O volume de óleo combustível diminuiu 12% em relação ao ano anterior, totalizando 161,2 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta teve queda de 21,2% atingindo 28,2 mil m³. Em 2021, 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 126 terminais autorizados em 2021, sendo 70 terminais aquaviários (com 1.751 tanques) e 57 terminais terrestres (com 595 tanques), totalizando 2.346 tanques. A capacidade nominal de armazenamento foi de cerca de 15,2 milhões de m³, dos quais 5,4 milhões de m³ (35,5% do total) destinados ao petróleo, 9,4 milhões de m³ (62% do total) aos derivados (exceto GLP) e ao etanol, e 378 mil m³ (2,5% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (10,8 milhões de m³, 71% do total) e o maior número de tanques autorizados (74,6% do total).

Tabela 2.49

2.15. Dutos

Em 2021, o Brasil contava com 577 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol, perfazendo 20,1 mil km. Destes, 181 dutos (14,3 mil km) foram destinados ao transporte e 396 (5,8 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 113 dutos, com extensão de 11,6 mil km, enquanto para os derivados eram 405 dutos, totalizando 5,8 mil km. Outros 30 dutos, com 2,3 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 448 km restantes, compostos por 29 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 2021, o Brasil aumentou sua necessidade de importação de petróleo em 21,2%, para 59,6 milhões de barris de petróleo, o que correspondeu a um acréscimo de 10,4 milhões de barris.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram o Oriente Médio e a África, com 27,2 milhões de barris (45,7% do total; alta de 22,1%) e 17,7 milhões de barris (29,7% do total; alta de 72,3%), respectivamente. A América do Norte, desta vez, assumiu a terceira posição no *ranking* de exportações para o Brasil, com 14,4 milhões de barris, correspondentes a 24,1% do óleo total importado, com redução de 5,7%. Em 2021, as regiões Europa e Ásia-Pacífico praticamente não exportaram nada para o Brasil. Por outro lado, registrou-se importação da região Comunidade dos Estados Independentes, de 311 mil barris, ou 0,5% do total importado de petróleo.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita (20,1 milhões de barris, 37,2% do total, com alta de 9,2%, ou 1,9 mil barris) e os Estados Unidos (14,4 milhões de barris, 31% do total, com queda de 870 mil barris, equivalente a 5,7%).

O dispêndio com as importações de petróleo teve aumento de 52,9%, totalizando aproximadamente US\$ 4 bilhões em 2021. Parte desse crescimento se deveu ao aumento no preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 67,07, valor 26,1% maior que o registrado em 2020.

Tabela 2.51

Gráfico 2.20 Gráfico 2.21

Em 2021, as exportações brasileiras de petróleo tiveram queda de 3,5%, alcançando 482,9 milhões de barris. Porém, a receita gerada foi 56,1% maior que em 2020, fixando-se em US\$ 30,6 bilhões, e o preço médio do barril passou de US\$ 39,20 para US\$ 63,38, registrando alta de 61,7%.

O principal destino das exportações brasileiras em 2021 foi novamente a região Ásia-Pacífico, com 315,9 milhões de barris (65,4% do volume total), após diminuição de 14,1% em comparação a 2020. Em seguida, aparece a Europa, com 68,4 milhões de barris (14,2% do volume total), registrando aumento de 2,4% em relação a 2020. A América do Sul importou do Brasil 49,5 milhões de barris, ou 10,2% do total, após alta expressiva de 77,7%. Registrou-se aumento de 31,4% nas exportações para a América do Norte, que alcançaram 47,3 milhões de barris, correspondendo a 9,8% do volume total. Por fim, completa a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro o Oriente Médio, com aproximadamente 1,9 milhão de barril, representando 0,4% do total. Em 2021, não foram registradas exportações para a África. Por países, a China continua sendo isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 227,9 milhões de barris (47,2% do total).

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 2021, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil aumentou 27,5% em relação a 2020, totalizando 36 milhões de m³. Da mesma forma, o dispêndio com a importação aumentou 85,1%, situando-se em US\$ 15,4 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 60,7% do volume importado, após alta de 9,4% em relação a 2020, atingindo 21,9 milhões de m³. A importação de não energéticos teve variação positiva de 71,4%, situando-se em cerca de 14,2 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, GLP e gasolina A, representando, respectivamente, 40,1%, 11,1% e 6,7% da importação total. Dentre os não-energéticos, a nafta mais uma vez se sobressaiu, com participação de 22,2%, e da mesma forma o coque, com participação de 9,9%. Estes dois derivados também registraram as duas maiores altas em termos volumétricos, de 4,2 milhões de m³ e 1 milhão de m³, respectivamente. A terceira maior variação volumétrica entre os derivados não energéticos foi observada no solvente (381,1 mil m³), seguida pelo óleo lubrificante (257,7 mil m³). Com exceção da gasolina A (queda de 38,6%), todos os demais derivados tiveram aumentos em seus volumes importados.

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 7,1 bilhões e US\$ 3,1 bilhões.

As importações de derivados originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (61% do total), com destaque para os Estados Unidos (61%); Europa (9,9%), com destaque para a Holanda (4,1%); Ásia Pacífico (9,8%); Oriente Médio (7,4%); Américas Central e do Sul (5,8%); Comunidade dos Estados Independentes (3,1%); e África 3%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (93,4% do total importado), gasolina A (91,1% do total importado), solvente (76,4% do total importado), GLP (74,8% do total importado), lubrificante (64,2% do total importado), nafta (52,3% do total importado), óleo diesel (49,8% do total importado), e outros derivados (39,4% do total importado). A Grécia foi o principal exportador de QAV (58,3% do total importado)

Tabela 2.54

Tabela 2.55

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2021, a exportação de derivados de petróleo somou 16,4 milhões de m³, registrando queda de 7,8% em relação a 2020. Os derivados energéticos representaram 89,4% do total exportado, com destaque para o óleo combustível e a gasolina A, representando 71,7% e 10,9% do total, respectivamente. Em seguida veio o QAV, correspondendo a 6,6% do que foi exportado. A receita total das exportações somou US\$ 7,8 bilhões, montante 46,9% superior ao de 2020.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a região Ásia-Pacífico, com 59,7% do total. Em seguida, as regiões América do Norte, Europa, Américas Central e do Sul, África e Oriente Médio, que importaram, respectivamente, 15%, 12,3%, 7,3%, 4,3% e 1,3% do total.

Por países, Singapura e Estados Unidos continuaram sendo os maiores importadores de derivados do Brasil, com 8,5 milhões de m³, 51,8% do total exportado, e 2,3 milhões de m³, 14% do total, respectivamente. O derivado que o Brasil mais exportou para Singapura foi o óleo combustível (68,1% do total exportado deste derivado), enquanto as exportações para os EUA se concentraram em gasolina A (73,5% do total exportado deste derivado), solvente (74,9% do total exportado deste derivado), coque (39,2% do total exportado deste derivado), e outros derivados (18% do total exportado). Paraguai foi o

principal importador de lubrificante brasileiro (20,5% do total exportado deste derivado). Malta foi o principal destino das exportações de óleo diesel (26,3% do total exportado 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 2021, 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

As importações brasileiras de gás natural aumentaram expressivamente em 115,6% em comparação a 2020, totalizando 17 bilhões de m³, dos quais 9,6 bilhões de m³ (56,5% do total) corresponderam a importações de gás natural liquefeito (GNL). O restante correspondeu às importações provenientes da Bolívia (43,1%).

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 1,4 bilhão, alta de 35,9% em relação a 2020, a um valor médio de US\$ 189,68/mil m³, 18,3% maior que em 2020. Por sua vez, o dispêndio com GNL também registrou alta acentuada, de 2.456,9%, fixando-se em US\$ 5,2 bilhões, a um valor médio de US\$ 540,73/mil m³, 253,1% maior que no ano anterior. Os principais países fornecedores de GNL para o Brasil foram Estados Unidos, Catar e Trinidad e Tobago.

Em 2021, o Brasil exportou um total de 83,1 milhões de m³ de GNL, o qual foi dividido entre a França (49,2 milhões de m³, 59,3% do total), Jamaica (31,8 milhões de m³, 38,3% do total) e Trinidad e Tobago (2 milhões de m³, 2,5% do total).

Tabela 2.60

Tabela 2.61

Tabela 2.62

Tabela 2.63